



Escola de Camins

Escola Tècnica Superior d'Enginyeria de Camins, Canals i Ports
UPC BARCELONATECH

Análisis coste-beneficio del fracking en España

Treball realitzat per:

Enrique Lascorz Martin-Sauceda

Dirigit per:

Àlvar Garola Crespo

Grau en:

Enginyeria Civil

Barcelona, 22/09/2015

Departament d'Infraestructura del Transport i del Territori

TREBALL FINAL DE GRAU

Índice

I. Resumen	1
II. Resum	2
III. Abstract	3
1. Objetivos y Metodología	4
2. El gas natural i el <i>shale</i> gas	5
2.1 Introducción al mundo energético y el gas natural	6
2.2 Qué es el gas natural?	7
2.3 Para qué se usa?	7
2.4 Cómo lo obtenemos de la naturaleza? Cadena de valor	8
2.5 Principales productores y consumidores de gas natural	9
2.6 El 'boom' en EEUU	11
2.7 Gas convencional y no convencional. <i>Shale</i> gas	12
2.7.1 Generación de hidrocarburos	12
2.7.2 Migración y acumulación de los hidrocarburos	14
2.7.3 El <i>shale</i> gas	14
3. Fracking	17
3.1 Definición y técnica	18
3.1.1 Perforación dirigida	18
3.1.2 Estimulación mediante fractura hidráulica	20
3.2 Fases de un proyecto de extracción de gas no convencional	24
3.3 Dificultades ambientales	25
3.3.1 Gran volumen de agua	26
3.3.2 Emisión de gases a la atmósfera	28

3.3.3 Contaminación de acuíferos	30
3.3.4 Tratamiento del <i>flowback</i>	31
3.3.5 Huella superficial	32
3.3.6 Sismicidad Inducida	33
4. Reservas	35
4.1 Geología de los reservorios	36
4.1.1 TOC	36
4.1.2 Madurez térmica	38
4.1.3 Volumen de gas in situ	39
4.1.4 Mineralogía	41
4.1.5 Permeabilidad, Porosidad y Fragilidad	42
4.2 Tipología de estimaciones	42
4.3 Reservas de gas convencional y no convencional en el mundo	44
4.4 Reservas de gas no convencional en España	46
5. Modelo de viabilidad económica	52
5.1 Diagrama del modelo de viabilidad económica	53
5.2 Modelo de producción	53
5.3 Modelo económico	56
5.3.1 Ventas	57
5.3.2 CAPEX	60
5.3.3 OPEX	62
5.3.4 <i>Tax</i>	63
5.3.5 <i>Royalties</i>	64
5.4 Escenarios	65
5.4.1 Criterios e hipótesis para crear los escenarios	67
5.5 Resultados	72
5.6 Análisis de Sensibilidad	79
6. Conclusiones	85
7. Bibliografía	87

Anexo	89
1.1 Otras regresiones	89
1.1.1 Regresiones con alta correlación	89
1.1.2 Regresiones con baja correlación	90
1.1.3 Regresiones con nula correlación	92
1.2 Características geológicas y económicas de los principales yacimientos en EEUU y Europa	94
1.2.1 Pozos americanos	94
1.2.2 Pozos europeos	95
1.3 Unidades	96

Tablas

Tabla 1. Principales países productores y consumidores de gas natural en el mundo.	10
Tabla 2. Aditivos utilizados y su principal componente en las operaciones de fracking.	22
Tabla 3. Comparación de las emisiones de gas en la extracción de gas natural convencional y no convencional.	28
Tabla 4. Potencial de un reservorio según el %TOC presente.	37
Tabla 5. Resultado del análisis por pirolisis de rock-eval de algunas de las muestras de las pizarras bituminosas de Garai (Vizcaya).	38
Tabla 6. Ranking de países con más reservas técnicamente recuperables de gas no convencional. Elaboración propia con datos del EIA y el ARI.	45
Tabla 7. Recursos prospectivos según dominio estudiado.	49
Tabla 8. Recursos prospectivos en España según percentil.	50
Tabla 9. Estimaciones de recursos prospectivos según diferentes fuentes.	50
Tabla 10. Comprobación de la fiabilidad del modelo de producción a través de las declinaciones durante el primer año y el tercero.	55
Tabla 11. <i>Royalties</i> típicos de pozos de <i>shale</i> gas en EEUU.	65
Tabla 12. Estimación realista de la cuenca vasco-cantábrica.	65
Tabla 13. Estimación optimista de la cuenca vasco-cantábrica.	66
Tabla 14. Estimación pesimista de la cuenca vasco-cantábrica.	66
Tabla 15. Estimación realista de la cuenca del Ebro.	66
Tabla 16. EUR y declinaciones del primer año y tercer año de los escenarios objeto de estudio.	72
Tabla 17. Beneficio neto, rentabilidad y <i>breakeven price</i> de los escenarios estudiados.	74
Tabla 18. Desglose del beneficio neto en ventas, costes, impuestos y royalties para los escenarios objeto de estudio.	75

Tabla 19. Cálculo del coste de cada unidad bcf de <i>shale</i> gas extraído en los escenarios estudiados y los principales yacimientos de EEUU.	77
Tabla 20. Beneficio neto y IRR para variaciones en las variables IP y <i>commodity price</i> .	82
Tabla 21. Beneficio neto y IRR para variaciones en las variables CAPEX y <i>commodity price</i> .	83
Tabla 22. Beneficio neto y IRR para variaciones en las variables IP y el CAPEX.	83
Tabla 23. Características geológicas y económicas de los principales reservorios de Norteamérica.	94
Tabla 24. Características geológicas y económicas de los principales reservorios de Norteamérica.	95

Figuras

Figura 1. Producción y consumo de gas natural según regiones del mundo.	6
Figura 2. Consumo de gas natural en España por sectores.	8
Figura 3. Cadena de valor del gas natural.	9
Figura 4. Principales redes de comercio de gas natural por gaseoducto o vía GNL.	10
Figura 5. Evolución de la producción total y de <i>shale oil</i> y <i>shale gas</i> .	11
Figura 6. Diagrama de la generación de hidrocarburos según etapas.	13
Figura 7. Tipología de recursos hidrocarburos <i>onshore</i> .	15
Figura 8. Etapas de entubación y cementación en una columna de perforación.	19
Figura 9. Tipología de perforación dirigida.	20
Figura 10. Monitorización de las fracturas en una operación de <i>fracking</i> .	21
Figura 11. Etapa de estimulación hidráulica en un proceso de fracturación multietapa.	23
Figura 12. Perfil de producción de un pozo de shale gas del reservorio Barnett.	23
Figura 13. Consumo de agua por sectores en EEUU.	26
Figura 14. Consumo de agua de distintas fuentes de energía para generar un MWh.	27
Figura 15. Comparación de las emisiones de gases en diferentes recursos energéticos para un tiempo de residencia de 20 años.	29
Figura 16. Comparación de las emisiones de gases en diferentes recursos energéticos para un tiempo de residencia de 100 años.	29
Figura 17. Zonas de riesgo de contaminación de aguas subterráneas.	30
Figura 18. Proceso de tratamiento para el reciclado del agua de fracturación.	31
Figura 19. Diferencia de huella superficial entre una campaña de extracción mediante pozos verticales y pozos horizontales.	33
Figura 20. Correlación entre el TOC y el contenido de gas en el yacimiento Montney, Canadá.	36

Figura 21. Proceso y tipo de hidrocarburo generado según temperatura y profundidad.	38
Figura 22. Comparativa de la proporción de gas libre y gas absorbido en diferentes yacimientos de <i>shale</i> gas de EEUU.	40
Figura 23a. Isoterma de Langmuir.	40
Figura 23b. Proporción de gas absorbido y libre según la presión.	40
Figura 24. Proporción relativa de cuarzo, carbonato y arcilla en diferentes yacimientos americanos.	41
Figura 25. Diagrama de McKelvey modificado para la clasificación de recursos.	43
Figura 26. Reservas probadas, probables y posibles de gas natural en el mundo.	44
Figura 27. Mapa de cuencas con formaciones evaluadas de petróleo y gas de esquisto.	46
Figura 28. Descripción de la estimación de recursos prospectivos en el estudio <i>Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España</i> .	47
Figura 28.a Mapa de la distribución de los dominios geológicos de España.	48
Figura 29. Diagrama del modelo de viabilidad económica.	53
Figura 30. Modelo de producción basado en la curva de Arps aplicado en un pozo de la formación Barnett, EEUU.	55
Figura 31. Evolución de los precios del gas natural en los principales <i>hubs</i> mundiales.	57
Figura 32. Evolución de la producción de <i>shale</i> gas en EEUU.	58
Figura 33. Estimación de la evolución del precio del Henry Hub.	59
Figura 34. Aumento del coste de un pozo de shale gas en función de la profundidad de perforación.	60
Figura 35. Desglose de los costes de CAPEX en un pozo de Haynesville entre los años 2009-2012.	61
Figura 36. Evolución en la reducción de costes en un pozo el reservorio Marcellus, EEUU.	62
Figura 37. Tiempo necesario para llegar a la extracción de 150 bcf en diferentes yacimientos de EEUU.	63
Figura 38. Tipo impositivo del impuesto de extracción.	64
Figura 39. Correlación lineal entre la producción inicial y el gas-in-place.	67

Figura 40. Correlación lineal entre el gas-in-place y el TOC.	68
Figura 41. Correlación exponencial entre la declinación del primer mes y el coeficiente de Arps.	69
Figura 42. Correlación lineal entre la profundidad y el coste del pozo.	70
Figura 43. Correlación exponencial entre el EUR y el OPEX.	71
Figura 44. Comparación tanto del CAPEX como el OPEX entre diferentes pozos europeos.	72
Figura 45. Perfiles de producción y producción acumulada de los escenarios estudiados.	73
Figura 46. Beneficio acumulado a lo largo del tiempo de los distintos escenarios estudiados.	76
Figura 47. Evolución en porcentaje de los costes a lo largo de la explotación de un pozo de <i>shale</i> gas en el escenario realista de la cuenca vasco cantábrica.	76
Figura 48. Descripción de las conclusiones principales del estudio <i>Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española</i> .	78
Figura 48a. Balance de importación y exportación de gas natural en caso de la explotación de recursos hidrocarburos en el territorio español.	78
Figura 49. Sensibilidad de las variables respecto al VAN.	80
Figura 50. Sensibilidad de las variables respecto al beneficio neto.	80
Figura 51. Sensibilidad de las variables respecto al BEP.	81
Figura 52. Gráfico de la regresión entre el coeficiente de Arps y el Grosor.	89
Figura 53. Gráfico de la regresión entre el OPEX y la porosidad.	90
Figura 54. Gráfico de la regresión entre el coste del pozo y la porosidad.	90
Figura 55. Gráfico de la regresión entre la porosidad y la producción inicial.	91
Figura 56. Gráfico de la regresión entre la presión y el coste del pozo.	91
Figura 57. Gráfico de la regresión entre el porcentaje de silicatos y el coste del pozo.	92
Figura 58. Gráfico de la correlación entre la producción inicial y el grosor.	92
Figura 59. Gráfico de la correlación entre la producción inicial y la presión.	93
Figura 60. Gráfico de la correlación entre la producción inicial y la longitud lateral media.	93

I. Resumen

Actualmente el fracking está prohibido en Cataluña. No obstante, atendiendo la enorme dependencia energética de España y Europa, el gran ‘boom’ que ha supuesto en EEUU y el atractivo de una posible independencia energética en el horizonte, este estudio tiene como objetivo principal determinar la viabilidad técnica y sobretodo económica de un proyecto de extracción de *shale* gas en España y Cataluña en particular.

Por lo que hace a la parte técnica, se ha estudiado el *fracking* y se ha observado que, pese a tratarse de una técnica madura, sigue evolucionando tanto en el aspecto tecnológico como económico. Se han identificado los principales impactos medioambientales derivados del uso del fracking. Éstos son el enorme consumo de agua en el proceso de fracturación y su posterior tratamiento, además de la emisión de gases a la atmósfera en el proceso de extracción y la gran huella superficial del uso de dicha técnica.

En cuanto al potencial del territorio español para albergar reservas de gas natural, se ha observado que existen grandes divergencias entre las estimaciones de diversos organismos. Esto se debe en gran medida al bajo grado de exploración del país, hecho que hace que dichas estimaciones sean sobre recursos prospectivos, lo que conlleva una gran incertidumbre. Se ha identificado que las áreas que presentan un mayor potencial son la cuenca vasco-cantábrica y la cuenca del Ebro.

Por lo que hace a la parte económica, se ha realizado un estudio de viabilidad económica de cuatro escenarios posibles de un pozo de extracción. Se han creado un escenario optimista, uno realista y otro pesimista para la cuenca vasco-cantábrica y un escenario realista para la cuenca del Ebro. Las variables de los escenarios mencionados han sido estimadas mediante la extrapolación de datos de pozos americanos y europeos conocidos según criterios de correlación entre características geológicas y económicas de los reservorios.

El estudio de viabilidad económica está compuesto por un modelo de producción, basado en las curvas hiperbólicas de Arps, y un modelo económico, basado en el cálculo del *discounted cash flow*. El resultado de aplicar dichos modelos a los escenarios ha sido que tanto los escenarios optimista y realista de la cuenca vasco-cantábrica como el escenario realista de la cuenca del Ebro son económicamente viables. Por otra parte, el escenario pesimista de la cuenca vasco-cantábrica no ha resultado rentable.

Finalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad para identificar las variables del modelo de viabilidad que más influyen en el resultado. Éstas han sido, por orden, el *commodity price*, la producción inicial –IP- y el CAPEX.

II. Resum

Actualment el fracking està prohibit a Catalunya. No obstant, atenent l'enorme dependència energètica d'Espanya i Europa, el gran 'boom' que ha suposat als EEUU i l'atractiu d'una possible independència energètica en l'horitzó, aquest estudi té com a principal objectiu determinar la viabilitat tècnica i sobretot econòmica d'un projecte d'extracció de *shale* gas a Espanya i Catalunya en particular.

Pel que fa a la part tècnica, s'ha estudiat el fracking i s'ha observat que malgrat ser una tècnica madura, segueix evolucionant tant en l'aspecte tecnològic com econòmic. S'han identificat els principals impactes mediambientals derivats de l'ús del fracking. Aquests són l'enorme consum d'aigua en el procés de fracturació i el seu posterior tractament, l'emissió de gasos a l'atmosfera en el procés d'extracció i finalment la gran empremta superficial.

En quant al potencial del territori espanyol per disposar de reserves de gas natural, s'ha observat que existeixen grans divergències entre les estimacions de diversos organismes. Això es deu en gran mesura al baix grau d'exploració del país, fet que fa que les esmentades estimacions siguin sobre recursos prospectius, el que comporta una gran incertesa. S'ha identificat que les àrees que presenten major potencial són la conca basc-cantàbrica i la conca de l'Ebre.

Pel que fa a la part econòmica, s'ha realitzat un estudi de viabilitat econòmica de quatre escenaris possibles d'un pou d'extracció. S'ha creat un escenari optimista, un realista i un altre pessimista per la conca basc-cantàbrica així com un escenari realista per la conca de l'Ebre. Les variables dels escenaris mencionats s'han estimat mitjançant l'extrapolació de dades de pous americans i europeus coneguts segons criteris de correlació entre característiques geològiques i econòmiques dels jaciments.

L'estudi de viabilitat econòmica està compost per un model de producció, basat en les corbes hiperbòliques d'Arps, i un model econòmic, basat en el càlcul del *discounted cash flow*. El resultat d'aplicar aquests models als escenaris ha estat que tant l'optimista com el realista de la conca basc-cantàbrica com l'escenari realista de la conca de l'Ebre són econòmicament viables. D'altra banda, l'escenari pessimista de la conca basc-cantàbrica no ha resultat rentable.

Finalment, s'ha realitzat una anàlisi de sensibilitat per poder identificar les variables del model de viabilitat que més influeixen en el resultat. Aquestes han estat, per ordre, el *commodity price*, la producció inicial –IP– i el CAPEX.

III. Abstract

Nowadays fracking is forbidden in Catalonia. Nevertheless, attending the enormous energetic dependence of Spain and Europe in general, the 'boom' that fracking has caused in the USA and the attractiveness of a future energetic independence, this study has the objective of determining both technical and economical viability of a shale gas extraction project in Spain and particularly in Catalonia.

First of all the technical part of fracking has been studied. This study shows how, despite being a mature technique, it keeps evolving and developing in both economical and technological aspects. In addition, the main environmental issues derived from the fracking have been analyzed. The most remarkable ones are the huge water consume during the fracturing process, the flowback treatment, the gas emissions during the extraction and the ecological footprint.

Secondly, a study on the potential of the Spanish territory to house natural gas reservoirs has been conducted. There are several differences between current estimations in this topic. This fact is mainly due to the low rate of exploration of the country. Hence, all those estimations are based on prospective resources, which lead into a great uncertainty. However, the Basque-Cantabrian basin and the Ebro basin have been identified as that the places with more potential of holding natural gas reserves.

From the economical point of view, a viability study has been realized in four different possible situations: an optimistic scenario, a realistic scenario and a pessimistic scenario for the Basque-Cantabrian basin and a realistic scenario for the Ebro basin. The different variables for these scenarios have been estimated through the extrapolation of data from American and European shale gas wells. This extrapolation has been made according to the correlation between geographic and economic characteristics of the reservoirs.

The viability study consists of a production model, based in Arps hyperbolic curves, and an economic model, based on the Discounted Cash Flow method. The result of the application of the models into the different scenarios described before has been that both optimistic and realistic scenarios from the Basque-Cantabrian basin models as well as the realistic one from the Ebro basin are economically profitable. On the other hand, the pessimistic scenario for the Basque-Cantabrian basin has resulted not economically viable.

Last but not least, a sensibility analysis has been conducted in order to identify the variables of the model that influence the most in the result. Those have been, in descending order, the commodity price, the initial production –IP- and the CAPEX.

1. Objetivos y Metodología

El objetivo principal del estudio es determinar la viabilidad técnica y sobretodo económica de un proyecto de extracción de *shale* gas en España y Cataluña en particular.

Para ello, el estudio se ha estructurado en cuatro partes bien diferenciadas. En primer lugar, se analizará el gas natural como recurso natural y como producto económico, con el objetivo de poder entender las diferencias entre gas natural convencional y no convencional y en particular el *shale* gas y su irrupción en el mercado energético mundial.

En segundo lugar, se estudiará la técnica del fracking, que es la técnica de extracción del *shale* gas de la naturaleza. El objetivo de esta parte del estudio es entender e identificar los principales elementos y procesos que se llevan a cabo en dicha técnica. Además, se hará especial hincapié en el impacto ambiental derivado del uso de dicha técnica para poder determinar su viabilidad ambiental.

En tercer lugar, se estudiarán las posibilidades del territorio español en cuanto a albergar recursos de *shale* gas, pues constituye la condición básica de viabilidad. Para ello, primero se identificarán las principales características geológicas de los yacimientos y después se analizarán las estimaciones realizadas sobre los recursos de España. También se estudiarán los recursos de gas natural en otros países del mundo para poder comparar el potencial de España en este sector.

En cuarto lugar, una vez probada la viabilidad técnica y de recursos, se elaborará un modelo de viabilidad económica. Este modelo constará de un modelo de producción y un modelo económico. El primero tiene como objetivo predecir el comportamiento y el ritmo de extracción en un pozo de *shale* gas. En cuanto al modelo económico, tiene como objetivo contemplar todos los costes, impuestos y demás gastos asociados a la construcción y explotación de un pozo de forma que, combinado con los ingresos estimados mediante el modelo de producción, se pueda determinar si el proyecto es viable o no económicamente. Para la evaluación de un proyecto de estas características en España y Cataluña se crearán escenarios acorde con sus características geológico-económicas que posteriormente se aplicarán al modelo.

Finalmente, los resultados del modelo de viabilidad se complementarán con la realización de un análisis de sensibilidad con el objetivo de identificar qué hipótesis y variables usadas en el modelo influyen más en el resultado de la viabilidad.

2. El gas natural i el *shale* gas

El gas natural era desconocido en Europa hasta que en 1659 fue descubierto en Inglaterra. Debido a que aún no era posible transportarlo desde sus yacimientos, se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el petróleo, el carbón y sus derivados. Más tarde, a lo largo del siglo XIX, el uso del gas se limitó al alumbrado de algunas de las ciudades más modernas de la época como París o Londres. Sin embargo, con los avances tecnológicos en cañerías y sobretodo el GNL, el paradigma ha cambiado y actualmente el gas natural representa aproximadamente la cuarta parte de la matriz mundial de energía primaria.

En este capítulo se presenta el estado del arte. En primer lugar, se introduce el mundo energético y en concreto el mundo del gas natural. Se define el concepto de gas natural, se detalla el uso que se le da en la actualidad y se describe todo el proceso de la cadena de valor: desde que se extrae de un yacimiento hasta que se consume. Además, se identifican los principales productores y consumidores de gas natural en el mundo y se hace un inciso en el 'boom' del *shale* gas en EEUU para entender cómo un país tradicionalmente importador es actualmente el mayor productor del mundo.

Finalmente, se describe el proceso de generación del gas natural para luego poder diferenciar entre gas convencional y gas no convencional y entender de qué se trata el *shale* gas.

2.1 Introducción al mundo energético y el gas natural

La situación mundial en materia de energía está cambiando rápidamente. El mundo de la energía se está aplanando, es decir, avanza hacia una diversificación de las fuentes. Lejos queda el dominio del carbón como único recurso para generar energía. La utilización de los hidrocarburos, como el petróleo y el gas natural, así como la irrupción de las nuevas energías renovables, permiten que el mundo de hoy en día goce de un mix energético que nos encamine hacia la competitividad entre fuentes y seguridad de suministro.

La tendencia que estamos viviendo durante este inicio de siglo XXI es avanzar hacia un futuro donde predominen energías más limpias a precios competitivos. Sin embargo, las energías renovables aún están lejos de poder plantar cara a las eficientes y baratas -aunque contaminantes- energías clásicas que son el petróleo y el carbón. Algunos de los problemas que presentan las principales energías renovables son el impacto medioambiental de la hidroeléctrica, la poca estabilidad de suministro de la eólica o la falta de competitividad económica de la fotovoltaica.

Además, hay muchos otros factores a parte de los nombrados que afectan a la competitividad de una fuente de energía, como por ejemplo la aprobación popular y la política. Éste es el caso de la energía nuclear. A principios de marzo de 2011, Japón producía un 30% de toda su electricidad a través de centrales nucleares, y el gobierno se había comprometido a alcanzar el 40% en el año 2020 y el 50% en el año 2030. No obstante, todo cambió el 11 de marzo de 2011 cuando el mayor terremoto de la historia de Japón provocó el accidente de Fukushima. Todos estos planes del gobierno se frenaron de golpe y la opinión popular de la mano de la política provocó una ola de cierre de plantas nucleares así como la cancelación de proyectos de construcción de nueva capacidad nuclear (Lacalle & Parrilla, 2014).

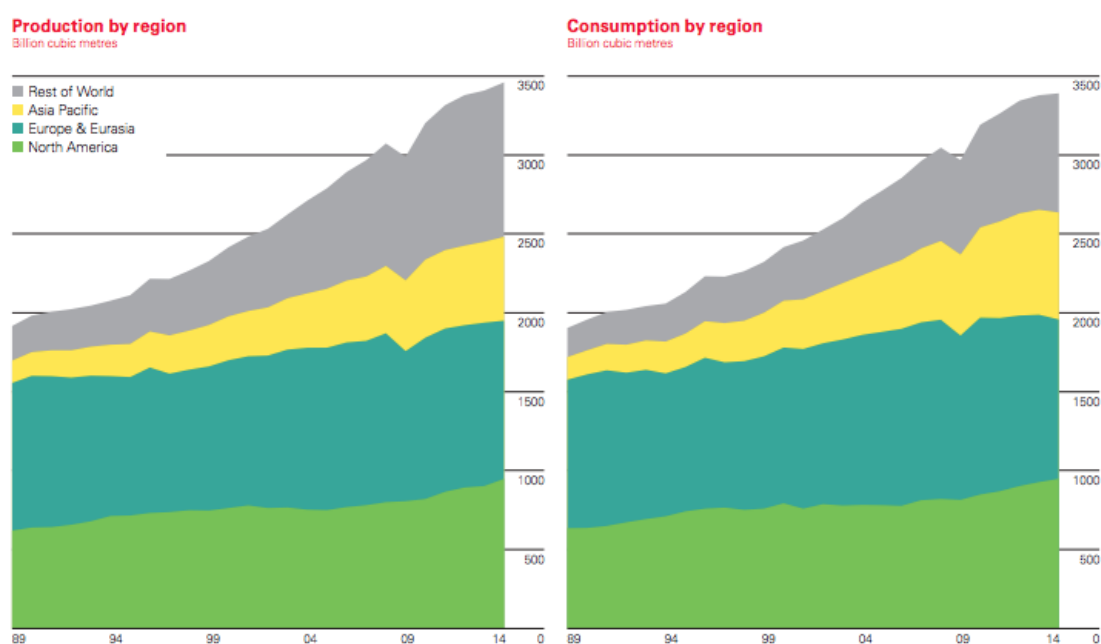


Figura 1. Producción y consumo de gas natural según regiones del mundo. Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

En medio de todo este contexto, el gas natural parece estar adoptando un papel protagonista al ser un hidrocarburo igual de competitivo económicamente hablando pero además con el valor añadido de que su combustión es más limpia, generando menos contaminación. En la Fig. 1, se muestra un gráfico del aumento del consumo de gas natural en el mundo así como de la producción.

Asimismo, hay cierto consenso entre los expertos -como BP, EIA e IEA en sus respectivos *World Energy Outlooks*- que pronostican que esta tendencia se mantendrá con lo que se prevé que el consumo de gas natural vaya creciendo en los años venideros a raíz de 1,9%/año aproximadamente, especialmente desplazando al carbón en las plantas de producción de electricidad mediante ciclo combinado (BP, 2015) . También señalan el papel fundamental que jugará el gas natural como facilitador de la energía renovable, al superar por ejemplo la dificultad de suministro constante de la eólica.

2.2 Qué es el gas natural?

El gas natural es una sustancia de origen fósil, procedente de la descomposición de materia orgánica atrapada bajo la superficie terrestre en estratos que han impedido su liberación a la atmósfera. Des del punto de vista de su composición, se trata de una combinación de hidrocarburos gaseosos que consiste, en su mayoría, de metano (CH_4) y en menor grado butano, etano, propano y otros gases. Es un gas inodoro e incoloro. Cuando éste gas es quemado, genera una cantidad significativa de energía y por ello se usa como combustible.

2.3 Para qué se usa?

Vivimos en un mundo que está ‘enganchado’ al uso de hidrocarburos como fuente de energía ya que reúnen las tres características esenciales que se le piden a la energía: que sea abundante, que sea barata y que esté disponible cuando la queramos. El gas natural, al reunir estas tres condiciones, es muy utilizado como combustible tal y como se ha visto anteriormente.

En España se consumen de media 29 Tcf¹ de gas natural al año. Su uso es muy variado pero básicamente se agrupa en tres grandes grupos: uso doméstico-comercial, uso industrial y finalmente como generador de electricidad. En la Fig.2 se muestra, en porcentaje, el uso que le damos en España a estos 29 Tcf anuales. En el sector doméstico-comercial, se usa entre otras cosas para la calefacción, para cocinar o para calentar el agua. En el caso industrial, se usa en multitud de procesos productivos diferentes, desde la cocción de productos cerámicos hasta el secado de una materia prima o el recocido de metales. Finalmente, en el aspecto de generación eléctrica se usa en centrales térmicas, ya sean convencionales o de ciclo combinado.

1 ver Anexo 1.3 Unidades

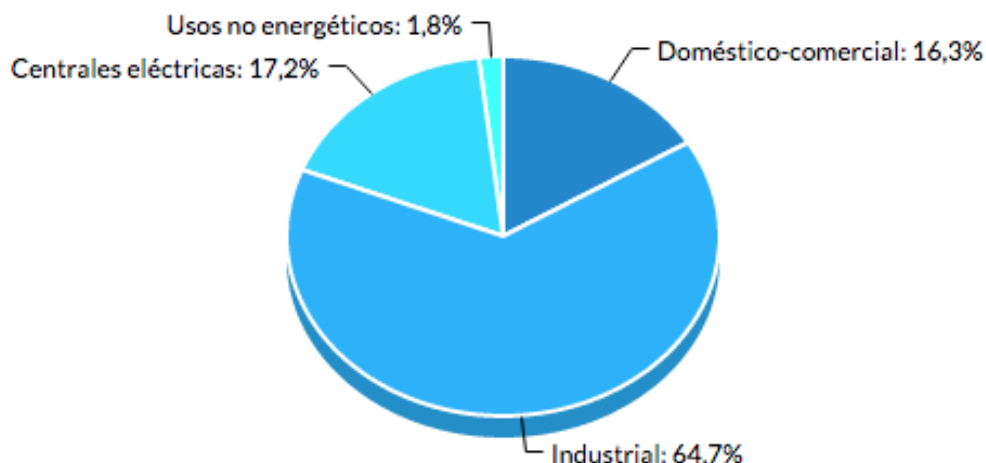


Figura 2. Consumo de gas natural en España por sectores.

2.4 Cómo lo obtenemos de la naturaleza? Cadena de valor

Se conoce como cadena de valor al conjunto de actividades que intervienen en un proceso económico, en este caso, el de la comercialización del gas natural. En la Fig.3 se muestra de forma esquemática, el proceso que sigue el gas desde que es extraído hasta que es comercializado.

En primer lugar, se explora una zona ya sea *onshore* u *offshore* donde se encuentre el gas natural. En esta fase se estudia y reconocen las estructuras rocosas para determinar la cantidad de gas que se halla en ellas y evaluar la viabilidad económica de su extracción. Una vez dicha viabilidad es positiva, se procede a la fase de producción y extracción. A continuación, el gas extraído es tratado en una planta de procesamiento para deshidratarlo y separarle los varios compuestos contenidos en él con el fin de purificarlo (Galp).

Una vez terminado el procesamiento, el gas ya está listo para ser transportado. En este punto hay dos opciones: o ser transportado mediante gaseoductos o ser transportado marítimamente. En el segundo caso, el gas necesita estar en fase líquida -enfriándolo hasta los -160°C -. El proceso de transformar gas natural en GNL -gas natural licuado- se lleva a cabo en las plantas de licuefacción. Entonces, el GNL se transporta mediante buques metaneros a otros puntos del planeta donde el GNL es regasificado para ser introducido en los gaseoductos. Se calcula que en la actualidad es rentable este segundo método de transporte para distancias superiores a los 2.500 km (MIT, 2010).

Finalmente, una vez el gas ya está en el sistema de gaseoductos nacional, es distribuido comercialmente hasta el cliente, ya sea una planta de generación de energía mediante ciclo combinado, para uso industrial o para clientes domésticos.

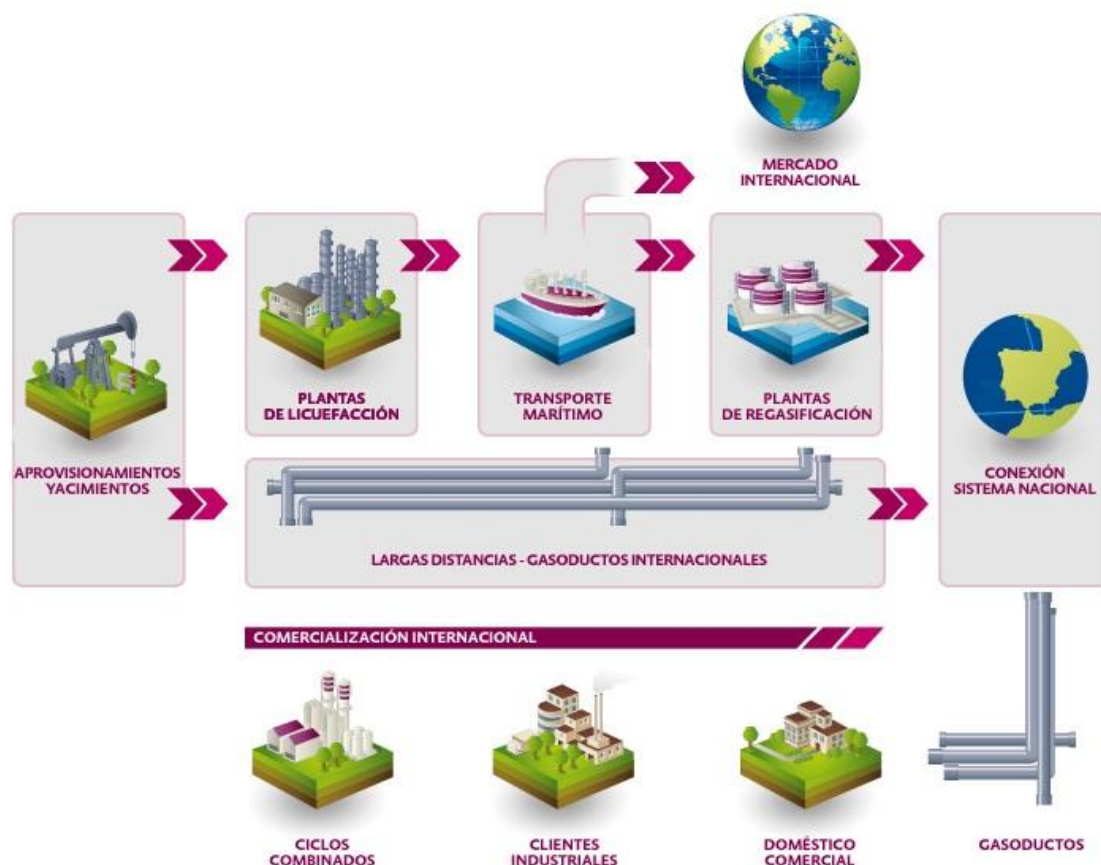


Figura 3. Cadena de valor del gas natural. Fuente: Unión Fenosa

2.5 Principales productores y consumidores de gas natural

En todo el mundo se produjeron sólo el año pasado 3460,6 bcm de gas natural de los cuales se consumieron 3393,0. En la Tab. 1 se muestran los principales quince productores y consumidores del mundo, que representan 76,4% del total producido y el 68,8% del total consumido.

Como resulta lógico, la lista tanto de los 15 países más productores como la de los 15 más consumidores del mundo la conforman las potencias mundiales por desarrollo o población en el caso del consumo, países con grandes recursos naturales por lo que hace a producción o países que aparecen en ambas listas, es decir, países que satisfacen el gran consumo interno de energía a través de su propia producción.

Un aspecto muy llamativo que se puede observar en la tabla es que hay muchos países que distan de ser autosuficientes por lo que dependen íntegramente de los países productores. Este es el caso de Japón, India, Alemania, Reino Unido, Italia y en menor medida la mayoría de países europeos que por tratarse de volúmenes más pequeños no están en la lista. Este hecho se puede apreciar claramente en la Fig. 4 donde se muestran las principales redes comerciales de gas natural. En rojo se muestra el comercio de gas natural a través de gaseoductos mientras que en azul se muestra el comercio mediante GNL.

Los 15 países más productores			Los 15 países más consumidores		
País	Producción (en Bcm)	% del total	País	Consumo (en Bcm)	% del total
EEUU	728,3	21,4%	EEUU	759,4	22,7%
Rusia	578,7	16,7%	Rusia	409,2	12,0%
Qatar	177,2	5,1%	China	185,5	5,4%
Irán	172,6	5,0%	Irán	170	5,0%
Canadá	162,0	4,7%	Japón	112,5	3,3%
China	134,5	3,9%	Arabia Saudí	108,2	3,2%
Noruega	108,8	3,1%	Canadá	104,2	3,1%
Arabia Saudí	108,2	3,1%	México	85,8	2,5%
Algeria	83,3	2,4%	Alemania	70,9	2,1%
Indonesia	73,4	2,1%	Reino Unido	66,7	2,0%
Turkmenistán	69,3	2,0%	Italia	56,8	1,7%
Malasia	66,4	1,9%	Tailandia	52,7	1,5%
México	58,1	1,7%	India	50,6	1,5%
UAE	57,8	1,7%	Uzbekistán	48,8	1,4%
Uzbekistán	57,3	1,6%	Egipto	48	1,4%

Tabla 1. Principales países productores y consumidores de gas natural en el mundo. Fuente: BP Statistical 2015

Major trade movements 2014
Trade flows worldwide (billion cubic metres)

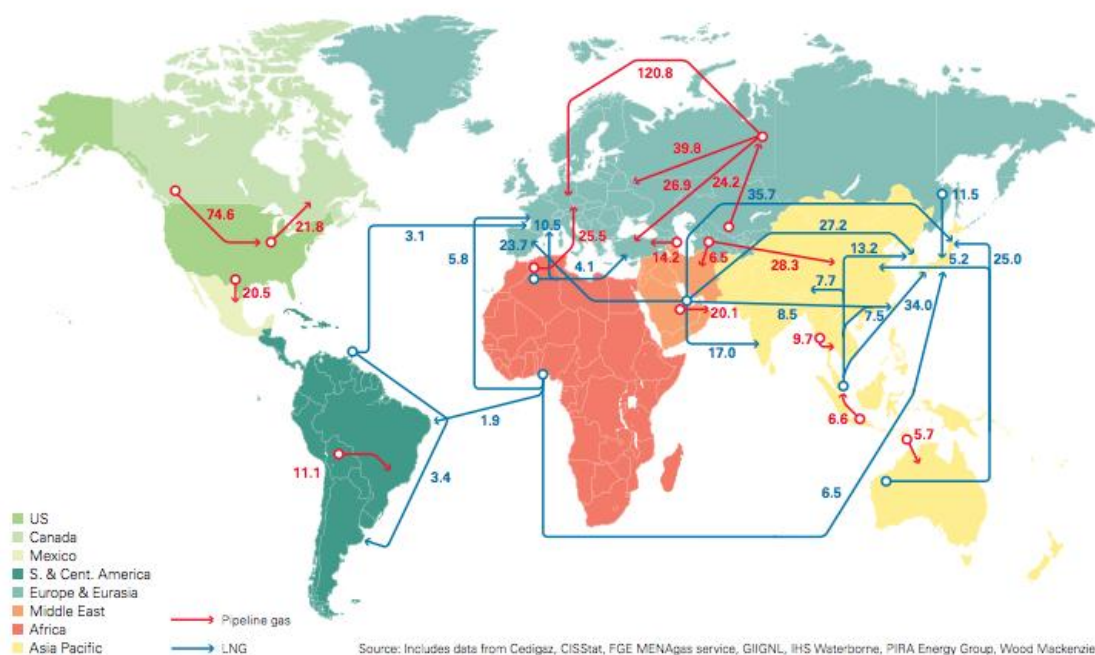


Figura 4. Principales redes de comercio de gas natural por gaseoducto (rojo) o vía GNL (azul). Fuente: BP

Pese a que hay más redes comerciales de GNL, éste solo es de la mitad que el comercio de gas natural a través de gaseoducto. Las principales redes de gaseoducto son las que conectan entre sí América del Norte, las que conectan Oriente Medio con el Sudeste Asiático y sobretudo las que conectan Rusia con Europa. Ésta última sola representa cerca del 40% del total de gas comercializado

por gasoducto. Esto genera una dependencia de los países europeos respecto Rusia que muchas veces ha sido utilizada como arma geopolítica, la más reciente corresponde a la tensión entre Europa y Rusia por Ucrania con la consecuente anexión de la región de Crimea por parte de los segundos.

Por otro lado, el GNL, tiene su mayor red comercial entorno a Japón y Corea del Sur, que representan el 32,3% y el 14,9% del total de importaciones de GNL. A continuación se situarían los países europeos costeros como Reino Unido, España y en menor medida Francia. España es el cuarto país del mundo que más importa GNL, unos 15,5 Bcm al año, lo que representa un poco menos del 50% de su gasto anual en gas natural. Los 13,5 Bcm restantes los importa mediante gasoducto.

2.6 El 'boom' en EEUU

Un caso especial y digno de mención ha sido el 'boom' del shale gas en EEUU. El ejemplo de éxito vivido en EEUU ha sido realmente el detonante a que en Europa se empiece a contemplar la posibilidad de explotar los recursos no convencionales.

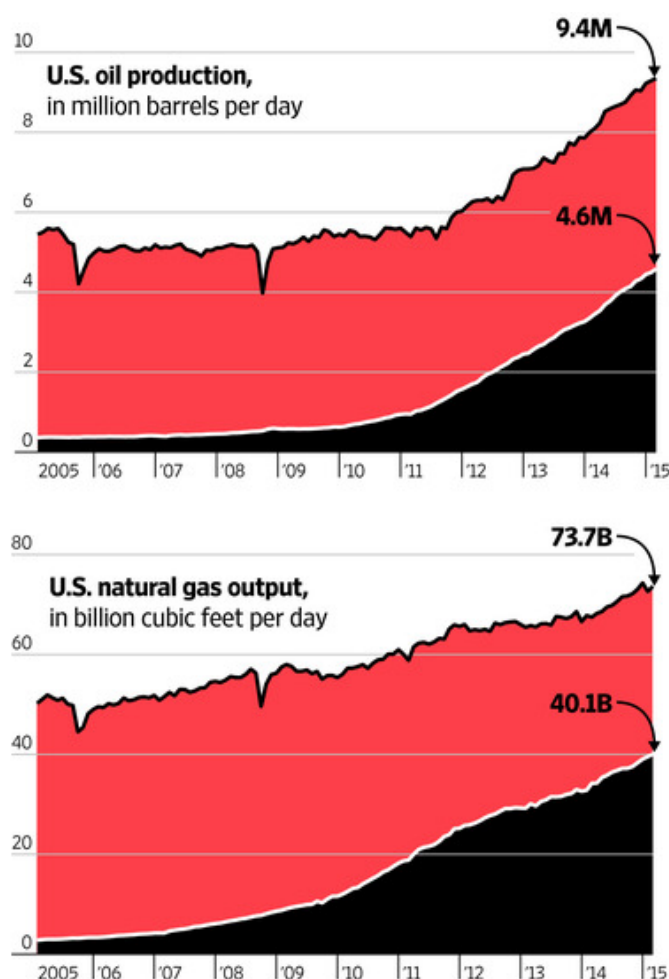


Figura 5. Evolución de la producción total (rojo) y de *shale oil* y *shale gas* (negro). Fuente: The Wall Street Journal.

Estados Unidos, un país que tradicionalmente era un gran importador tanto de gas natural como de petróleo, está consiguiendo revertir esta situación convirtiéndolo en

el mayor productor del mundo gracias a la explotación de sus propios recursos con fracking. La Fig. 5 muestra la evolución de la producción de petróleo y gas de EEUU. El área sombreada en rojo muestra la producción total diaria y el área negra el porcentaje del total que se ha producido mediante fracking. En el año 2000, éste tipo de explotación solamente representaba el 2% del total de gas natural producido, en el 2010 esta cifra se elevó al 23% y actualmente estaría alrededor del 54% y la proyección de varias instituciones como el EIA es que esta cifra siga aumentando.

La explotación de los recursos no convencionales no sólo está llevando al país americano al camino del autoabastecimiento sino que además ha tenido un gran impacto en el terreno del precio del gas natural. La prueba de ello es que el año 2004 el precio de los principales índices de gas natural eran 5,18 en Japón; 4,32 en Alemania y 5,85 en EEUU. El año pasado, el precio era de 16,33; 9,11 y 4,35 respectivamente. Esto se traduce en una reducción de costes de energía, plasmado por ejemplo en que EEUU tiene uno de los costes en electricidad para la industria más bajos del mundo 0,07 \$/KWh mientras que en Alemania y Japón es de 0,11 y 0,16 \$/KWh (BBVA Research, 2014).

2.7 Gas convencional y no convencional. *Shale* gas

El gas convencional y no convencional son en esencia gas natural pero son tratados de forma distinta puesto que para extraerlos de la naturaleza se usan métodos diferentes. El gas convencional se extrae de yacimientos donde éste se encuentra acumulado mediante un pozo de perforación mientras que el gas no convencional se extrae de formaciones como pizarras y lutitas mediante la técnica de fracturación hidráulica o fracking.

Para entender porqué el gas convencional y no convencional precisan de métodos de extracción diferentes, es importante conocer el proceso de génesis del gas natural. La formación de gas natural es un proceso geológico que suele estar asociado a la formación de petróleo, por eso se habla de generación de hidrocarburos. Éste, es un proceso que requiere una gran cantidad de tiempo y que consta de dos fases: la generación de hidrocarburos y la migración de los hidrocarburos.

2.7.1 Generación de hidrocarburos

Los hidrocarburos –y por ende el gas natural– se originan a partir de la materia orgánica que queda atrapada en el interior de la Tierra bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, tiempo y de la propia composición de la materia orgánica original. En el proceso de la generación de hidrocarburos destacan tres etapas según el aumento de temperatura y profundidad:

I Diagénesis.

Esta etapa abarca desde la temperatura ambiente hasta los 65°C aproximadamente y en ella se producen tanto la sedimentación de la materia orgánica como las primeras transformaciones, que consisten esencialmente en la eliminación de los productos solubles (glúcidos y próticos), nitrógeno (N) y oxígeno (O) que tiene como consecuencia una mayor concentración relativa de carbono (C) e hidrógeno (H), que generan productos insolubles llamados kerógeno. En esta etapa también se forman grandes cantidades de gas metano (CH_4) procedente de la actividad bacteriana, hecho por el cual este gas recibe el nombre de gas biogénico.

II Catagénesis.

A partir de los 65°C y hasta los 150°C. Este estadio es el que tiene auténtica trascendencia energética en el proceso de generación, pues en él se produce la destilación del kerógeno que origina los hidrocarburos. Este proceso consiste en la ruptura de las moléculas orgánicas -kerógeno- para formar cadenas de hidrocarburos. Esto sucede a unos 2000m de profundidad y se prolonga hasta los 4000m y 150°C. En este tramo es donde se generan los hidrocarburos. De los 2000m hasta los 3000m todavía se generan mayoritariamente compuestos líquidos como el petróleo -‘ventana de petróleo’-, pero en aumentar la profundidad se forman hidrocarburos gaseosos de moléculas más sencillas -‘ventana de gas’-.

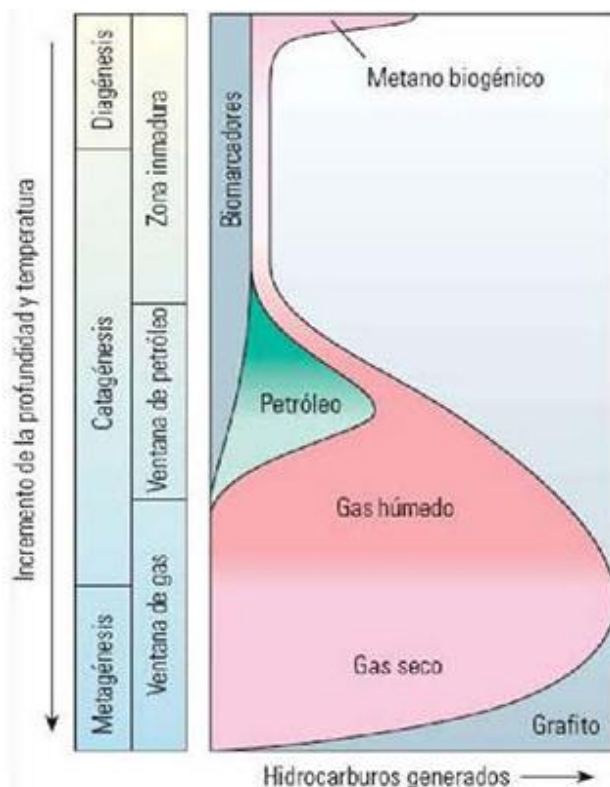


Figura 6. Diagrama de la generación de hidrocarburos según etapas. Fuente: www.portaldelpetroleo.com

III Metagénesis.

La última etapa comprende temperaturas desde 150°C y hasta los 200°C. La destilación mencionada anteriormente continua generando estructuras más simples, hecho que provoca que a éstas profundidades –a partir de los 4000m- sólo se encuentre gas metano. Además, dicha destilación paulatinamente acaba destruyendo las moléculas de hidrocarburos. La culminación del proceso geológico se completa cuando la materia orgánica original alcanza profundidades tan grandes que se transforma en grafito (Matesanz, 2013).

2.7.2 Migración y acumulación de los hidrocarburos

La migración es el proceso mediante el cual los hidrocarburos generados anteriormente en la roca madre se desplazan de su localización inicial a través de los poros y las fisuras del sustrato rocoso. Este desplazamiento se produce debido a su grado de volatilidad y su menor densidad, que provoca que los hidrocarburos tengan tendencia a ascender. No obstante, dicha ascensión se produce hasta que los hidrocarburos se encuentran un sustrato impermeable, que representa un impedimento a su avance. Este sustrato se conoce como roca sello. Así pues, los hidrocarburos quedan atrapados en la roca almacén, que es el último sustrato permeable antes de la roca sello. Ésta configuración geológica se conoce como trampa y es el causante de que los hidrocarburos se acumulen creando yacimientos.

2.7.3 El shale gas

En la petrología clásica, se considera un sistema petrolífero al conjunto de agentes que hacen posible la generación, migración y acumulación final de hidrocarburos en lo que constituye un yacimiento convencional subterráneo. Éstos agentes son los ya mencionados anteriormente roca madre, roca almacén y roca sello. El mundo se ha estado abasteciendo de dichos yacimientos convencionales durante décadas pero, gracias a la mejora de la tecnología y el contexto económico de precios elevados de hidrocarburos de la última década, han tomado protagonismo los yacimientos no convencionales. Pese a que los geólogos ya sabían de su existencia, la dificultad y coste que suponía extraer el gas y petróleo contenido en su interior hacía que fueran prácticamente inaccesibles y por lo tanto, no se los considerase como reservas.

A estos yacimientos se los cataloga como ‘no convencionales’ por el hecho de no encajar con la descripción clásica de yacimiento y están caracterizados por no identificar los agentes como sustratos diferentes sino que el mismo sustrato actúa como roca madre, roca almacén y roca sello. Como consecuencia, la forma de extraer el gas contenido en ellos difiere de la perforación tradicional y se suelen usar técnicas de fracturación hidráulica o *fracking*.

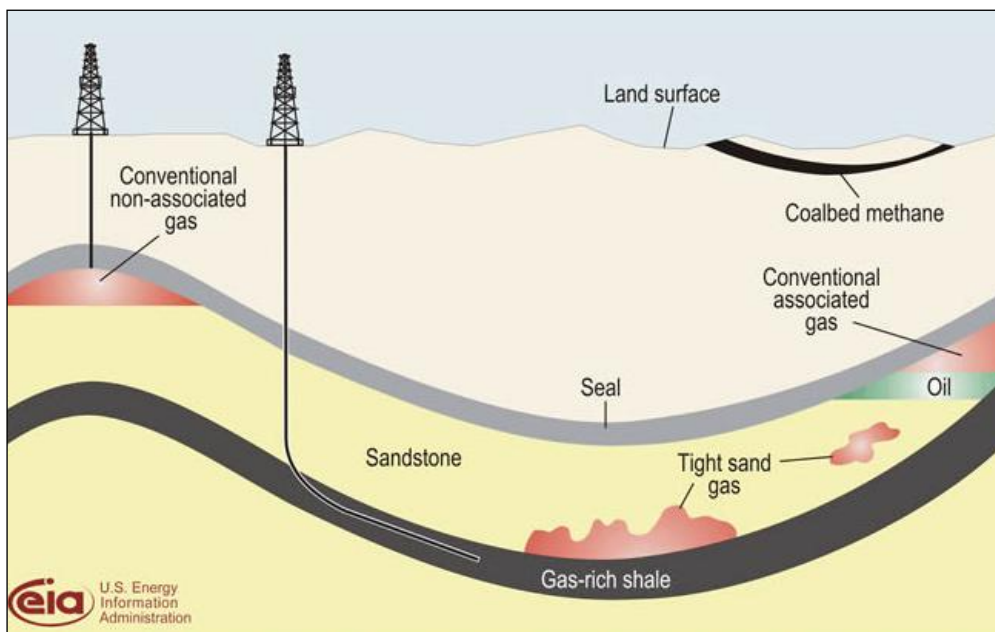


Figura 7. Tipología de recursos hidrocarburos *onshore*. Fuente: EIA

En la Fig.7 se muestran las principales formas de gas tanto convencional como no convencional presentes en el suelo. Como se puede observar, por una parte tenemos el gas convencional asociado a un depósito de petróleo o no y, por otro lado, el gas no convencional, que *onshore* se encuentra de la forma de *coalbed methane*, *tight sand* o *shale gas*. Otra fuente de gas no convencional son los hidratos de metano, pero se encuentran generalmente *offshore*. A continuación se detallan las diferentes tipologías de gas no convencional:

Shale gas -en español traducido como gas pizarra o gas de esquisto- su traducción directa del inglés es gas de lutita. Sin embargo, el término lutita no se refiere a una roca con composición litológica sino que se le da un sentido más amplio: se entiende el conjunto de rocas con tamaño de grano muy fino, ricas en materia orgánica y con muy bajos valores de porosidad y permeabilidad matricial. Estas rocas son las generadoras de hidrocarburos y debido a su baja porosidad los retienen y no permiten su migración. Así pues, la roca madre también actúa como roca almacén y roca sello. Para extraer el gas contenido en ella, es necesario aumentar la permeabilidad de forma artificial, mediante fracturación hidráulica.

Coal Bed Methane (CBM) es el gas natural asociado a capas de carbón. En un yacimiento de metano en capas de carbón, el agua inunda completamente las capas y su presión hace que el gas -en este caso metano- quede adsorbido en la matriz de la roca. De este modo el gas se encuentra retenido en fracturas y, para recuperarlo, primero se debe extraer el agua, reduciendo así la presión para que el metano del carbón se libere. Las condiciones que determinan la capacidad de almacenamiento de un yacimiento de carbón son: la presión en el yacimiento, composición del carbón, la temperatura y la estructura de microporos entre otros.

Tight gas, o gas de baja permeabilidad, es el gas contenido en rocas muy compactas, areniscas y/o calizas, con valores de permeabilidad matricial muy bajos.

No son rocas madres, son rocas almacén muy compactas. Por tanto, el gas no se ha generado en ellas, ha migrado desde la roca madre y se encuentra contenido en microfracturas y en la escasa porosidad matricial de la roca.

Hidratos de gas, o caltratos, se generan y almacenan en sedimentos marinos actuales, profundos, depositados en los fondos marinos. El gas natural se encuentra en forma de sólidos cristalinos de metano debido a las altas presiones y bajas temperaturas, como 'cristales de hielo', por ello a veces se le llama hielo de metano. Estos cristales consisten en moléculas de metano densamente empaquetadas rodeadas por moléculas de agua. Los hidratos de metano representan grandes reservas de combustibles fósiles, incluso según las estimaciones de diferentes servicios geológicos y energéticos internacionales, las reservas mundiales de hidratos de metano pueden superar las de petróleo, gas natural y carbón juntas. Aunque las reservas son importantes, la extracción de dichos hidratos no es todavía factible extraerlos comercialmente, situación muy parecida al gas de esquisto una década atrás (Lacalle & Parrilla, 2014) (David Page, 2015).

Además de las citadas anteriormente, también son consideradas yacimientos no convencionales las Oil sands, que son arenas con bitumen relleno los poros. En condiciones normales de presión y temperatura, el bitumen no fluye y es necesario calentar la roca. Del destilado del bitumen mencionado se obtiene petróleo.

3. Fracking

La técnica del fracking, pese a que no ha sido hasta estos últimos años cuando ha copado las portadas de periódicos de todo el mundo presentándose como una seria alternativa energética de cara el futuro, lo cierto es que se trata de una tecnología que lleva mucho tiempo entre nosotros. La historia del fracking se remonta al siglo XIX cuando Edward A. Roberts patentó el “exploding torpedo” en 1866. Era un sistema que utilizaba nitroglicerina y explosiones de dinamita con el fin de fracturar el suelo para aumentar la productividad de los yacimientos convencionales de petróleo.

Sin embargo, se considera que el nacimiento del fracking moderno se produce 120 años más tarde de la mano de George P. Mitchell, que consiguió aplicar el fracking en yacimientos no convencionales de forma económicamente viable en los 1990s. Aunque la metodología de fractura había cambiado por completo, la esencia era la misma: fracturar la roca para extraer hidrocarburos (American Oil & Gas Historical Society, 2014).

En este capítulo, se define el fracking y se explica de forma detallada en qué consiste esta técnica y que maquinaria o elementos se usan para llevarla a cabo. Además se analizan las fases de un proyecto de extracción de gas natural mediante fracturación hidráulica. Finalmente se discuten las principales problemáticas ambientales derivadas del uso de dicha técnica.

3.1 Definición y técnica

El *shale gas*, como ya se ha abordado en capítulos anteriores, se encuentra contenido en rocas con valores de permeabilidad muy bajos, lo que hace que a priori resulte inaccesible e inexplorable. Sin embargo, existe una tecnología conocida como fracking que es fruto de la combinación de diferentes técnicas ingenieriles cuyo objetivo no es más que el de crear una permeabilidad artificial en la roca con el fin de que los hidrocarburos contenidos consigan fluir en un volumen suficiente para que sean comercialmente explotables.

Así pues, se entiende como fracking a la *técnica combinada de perforación vertical y horizontal, que lleva aparejada la inyección de gran cantidad de agua a presión mezclada con sustancias de estimulación, y que supone la fracturación y disgregación de las rocas del subsuelo de baja permeabilidad, para posibilitar la obtención y extracción de hidrocarburos -principalmente gas metano- de reservas no convencionales* (Matesanz, 2013).

En español, este término se suele traducir como fracturación hidráulica, aunque esta traducción no resulta precisa puesto que como se define anteriormente la fracturación hidráulica sólo se corresponde con uno de las tres técnicas usadas en el proceso de fracking. Otras nomenclaturas existentes pero menos comunes son: impacto hidráulico lateral o *radial jetting*. A efectos de este trabajo, se usarán indistintamente fracking y fractura hidráulica.

De la definición se extrae que el fracking combina dos procesos esenciales: la perforación dirigida y la estimulación físico-química mediante fracturación hidráulica. A continuación se analizan cada una de ellas por separado y en orden de actuación, pues la fracturación hidráulica se lleva a cabo una vez el pozo ya está perforado.

3.1.1 Perforación dirigida

Los yacimientos de *shale gas* se encuentran atrapados en estratos muy profundos, normalmente a más de 3.000m por debajo de la superficie. Por eso, el proceso del fracking comienza con la perforación para alcanzar estos reservorios. La primera etapa de perforación se hace de forma vertical, perpendicularmente a los estratos. Paralelamente a la perforación vertical, se aíslan los niveles superiores mediante la instalación de una o varias secciones de entubados -en inglés *casings*- y cementando el espacio anular, que es el espacio entre la roca perforada y la tubería. Los diámetros de perforación y entubación dependen de parámetros característicos de cada emplazamiento, siendo la profundidad del yacimiento el elemento principal. A veces se da el caso de la existencia de un acuífero en la columna a perforar. Con el fin de proteger el acuífero, se dedica una sección de perforación y entubado-cementación adicional. Estos acuíferos suelen encontrarse a una profundidad no superior a los 300m.

Una vez superado el acuífero, se sigue perforando hasta el techo del reservorio, que puede encontrarse a distancias de hasta 5000m de la superficie. Esta perforación

hasta el yacimiento se puede realizarse en una o dos fases, dependiendo de factores como la distancia a perforar o la geología del terreno que puede resultar problemática. En caso de mayor dificultad en la perforación, se suelen emplear dos fases. En la Fig.8 se observan estas etapas de entubación-cementación en una columna de perforación con acuífero, representado en azul.

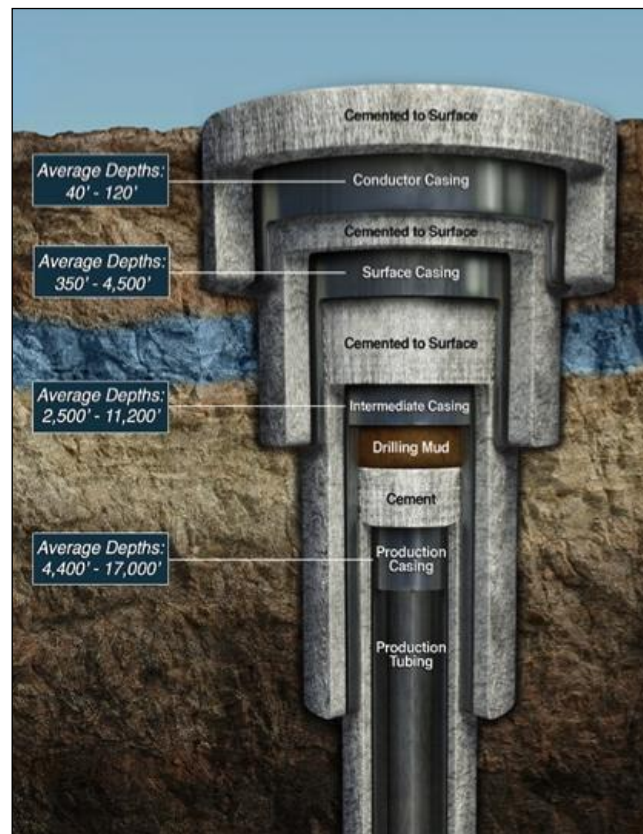


Figura 8. Etapas de entubación y cementación en una columna de perforación. Fuente: Chesapeake

A continuación se procede a perforar la formación donde se encuentra el yacimiento. Para ello se usa la perforación dirigida para perforar de forma horizontal. De toda la tecnología empleada en el fracking, este aspecto es el que realmente ha revolucionado el sector puesto que permite desde un único punto superficial adentrarse en el estrato, con lo que se consigue abarcar una mayor superficie de éste, aumentando el volumen de recurso extraíble y haciéndolo económicamente rentable. Una vez se curva la perforación de forma que queda en paralelo respecto al estrato, la perforación dirigida permite perforaciones multilaterales duales o triples, con el fin de abarcar aún más roca. En la Fig.9 se observan algunos tipos de perforación que permite esta tecnología.

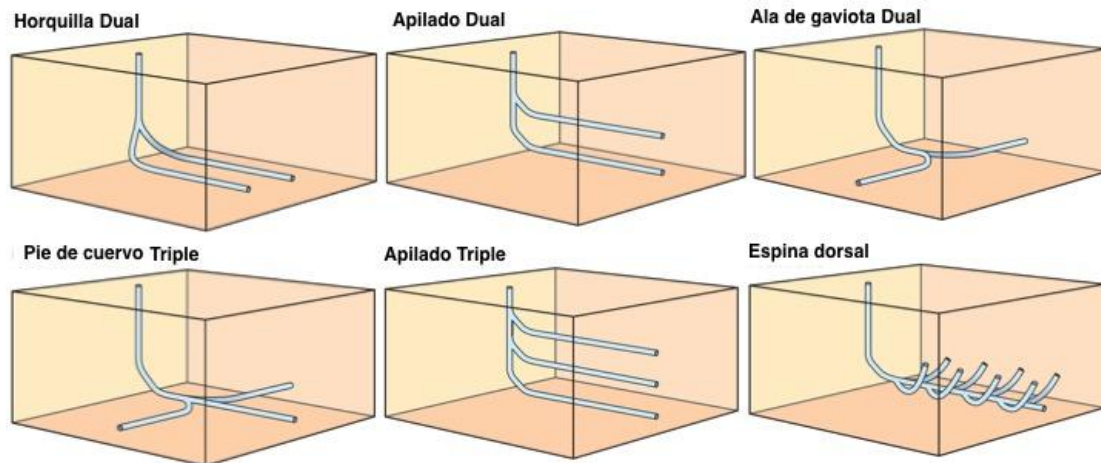


Figura 9. Tipología de perforación dirigida. Fuente: Adaptación a partir de Oilfield Review, otoño 2012, Schlumberger.

Finalmente, después de haber perforado la parte del pozo donde se encuentra el yacimiento, se vuelve a entubar y cementar en lo que se conoce como liner de producción. Así, toda la columna perforada, incluida la zona de la que luego se producirá, queda completamente sellada y aislada con hasta tres tuberías y tres capas de cemento.

Con el proceso de perforación dirigida ya finalizado, ya se puede comenzar la explotación del yacimiento. El siguiente paso consiste en perforar el liner y cemento de producción instalados para poder estar en contacto con la formación de shale. Esta operación se realiza usando cargas explosivas dirigidas mediante un cañón específicamente diseñado. La separación entre disparos suele ser de entre 15 a 25 metros y se usan unos 2-3kg de explosivo en cada disparo.

Si se tratara de una yacimiento de hidrocarburos convencional, en este punto el gas fluiría libremente a través de las perforaciones hasta la superficie con lo que empezaría la producción. No obstante, como se trata de un yacimiento no convencional i.e. de baja permeabilidad, el gas está atrapado y el suelo requiere de estimulación mediante fracturación hidráulica para ser liberado.

Pese a que la perforación dirigida ha sido el gran culpable del auge del fracking en estos últimos años, en este campo se han producido muchos otros avances técnicos no menos importantes que han permitido trabajar en profundidades cada vez mayores y también superar obstáculos geográficos como fallas.

3.1.2 Estimulación mediante fractura hidráulica

El proceso de estimulación con la técnica de fractura hidráulica consiste en inyectar al sustrato rocoso de baja permeabilidad un fluido a alta presión con la finalidad de que las grietas creadas con las cargas durante la perforación se expandan en forma de microfracturas a través de la roca, aumentando artificialmente su permeabilidad.

Para que este fenómeno se pueda dar, la presión a la que se inyecta el fluido deberá ser mayor que la presión de rotura de la formación.

La extensión de las fracturas se estudia cartografiándolas con la ayuda de geófonos muy sensibles, normalmente emplazados en pozos cercanos. Esta necesidad de cercanía se debe a que los microsismos generados en la fracturación hidráulica producen una señal sísmica muy débil como para poderse captar a distancias elevadas -más de 1,5 km- y casi nunca en la superficie. Los geófonos registran la energía liberada en forma de ondas durante el proceso de estimulación. Estos microsismos son registrados en tiempo real, con lo que se permite controlar y ajustar el proceso de fracturación para que las microfracturas no se propaguen más allá de lo deseado. Permite conocer la extensión y hasta la geometría de las fracturas realizadas. Este proceso se conoce como monitorización de las fracturas mediante micro sísmica. En la Fig.10 se puede observar una monitorización realizada durante una operación de fracking en la formación Barnett Shale, EEUU. En azul se representa la profundidad de los acuíferos presentes en corte geológico, el amarillo representa el eje de perforación y finalmente en rojo se describen el alcance vertical, tanto por arriba del eje como por debajo, de las fracturas producidas.

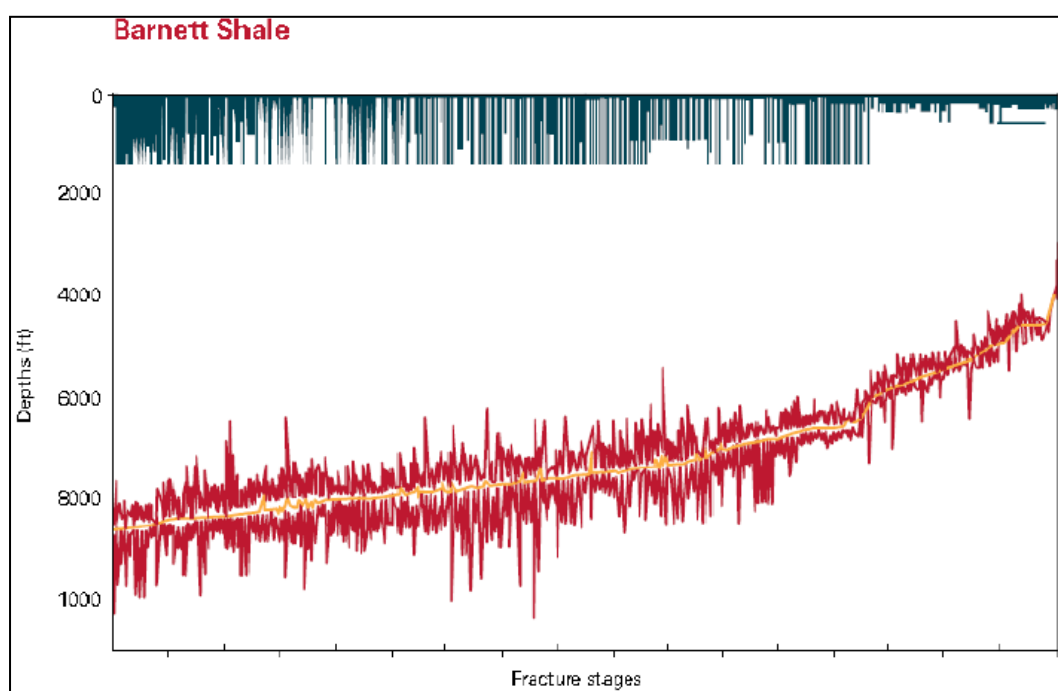


Figura 10. Monitorización de las fracturas en una operación de *fracking*. Fuente: (Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013)

Uno de los aspectos más importantes para que la fracturación hidráulica sea posible es el fluido de fracturación. Aunque hay muchas posibilidades a la hora de escoger el fluido de fracturación, el fluido de mayor uso actualmente está compuesto básicamente de tres elementos: agua, arena y aditivos. La base del fluido es el agua, que está presente en un 95% típicamente, llegando a veces incluso al 98%, junto con un 4,5% de arena y finalmente el 0,5% restante es una combinación de aditivos. La arena actúa como agente apuntalante ya que permite mantener la grieta

abierta una vez se pierde la presión del fluido después del fracturado. Por último, la tarea que desempeñan los aditivos químicos es optimizar el proceso de fractura hidráulica mediante la reducción de la fricción, el mantenimiento de un pH neutral, la prevención de la corrosión y también deteniendo la propagación de bacterias. El tipo de aditivos y su composición varía según el contexto geológico del emplazamiento e incluso la tecnología usada. En la Tab.2 se presentan los aditivos usados en las operaciones de fracking y cual es su función.

Aditivo	Principal componente
Ácido	Ácido clorhídrico
Bactericida	Glutaaldehído
Salmuera	Cloruro cálcico o sódico
Inhibidor corrosión	N, n-dimetilformamida
Reductor fricción	Destilados del petróleo, Sulfato amónico
Gelificante -Espesante-	Goma arábica y hidroxycetil celulosa
Control del ion hierro -Conservante-	Ácido cítrico
Antioxidante	Bisulfito de amonio
Inhibidor	Etilenglicol

Tabla 2. Aditivos utilizados y su principal componente en las operaciones de fracking. Fuente: (Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013)

Del total de aditivos mencionados, los tres más ampliamente usados son el ácido clorhídrico, el bactericida y el reductor de fricción. El primero de ellos se usa como agente limpiador del pozo puesto que elimina posibles residuos de carbonato producidos durante la perforación y además impide la precipitación de óxidos de hierro. El bactericida es biodegradable e impide la formación colonias de bacterias que obturen conductos. Puede sustituirse por luz ultravioleta, de forma que el agua antes de inyectarse se pasa por una fuente de rayos ultravioleta que elimina las bacterias que contiene el agua. Por último, el reductor de fricción que como su nombre indica pretende disminuir el roce entre el agua en movimiento y las tuberías y estrato durante la fractura, aumentando así la eficiencia energética. En el marco legislativo europeo, todos los aditivos utilizados durante la fractura hidráulica deben estar registrados en el Reglamento REACH (CE) nº1907/2006 a fin de garantizar que se empleen productos que no afecten negativamente a la salud humana y al medioambiente.

El proceso de fracturación hidráulica no se realiza en toda la superficie perforada horizontalmente sino que se lleva a cabo una fracturación multietapa. Para ello se utilizan tapones que van aislando distintos tramos perforados y se logra tener acceso a una mayor extensión de roca. En la Fig.11 se puede observar la segunda etapa en un proceso de fracturación hidráulica multietapa. Como se puede apreciar, el tapón -de color gris y rojo- no permite que el fluido de fracturación atraviese a la zona fracturada anteriormente.

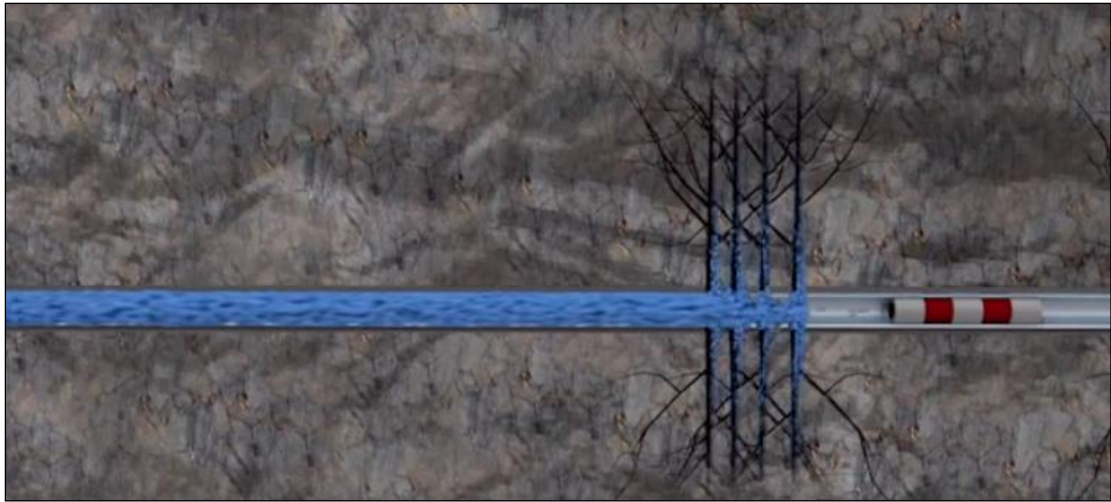


Figura 11. Etapa de estimulación hidráulica en un proceso de fracturación multietapa. Fuente: Marathon Oil Corp

Una vez el yacimiento ya ha sido completamente fracturado, los tapones se perforan o se retiran para que pueda empezar la producción. Inicialmente fluye el fluido usado como agente de fracturación hidráulica *-flowback-* y después comienza a fluir el gas natural atrapado en el reservorio.

Los pozos de *shale* gas trazan un perfil de producción muy característico marcado por dos etapas. La primera etapa se inicia con un pico de producción inicial muy alto que sufre un declive hiperbólico durante los primeros años. Normalmente este declive suele ser de entre el 70-85% durante los primeros 3 años. Este hecho puede observarse en la Fig.12. En ella se muestra en línea discontinua la media de producción de los pozos del yacimiento Barnett en EEUU.

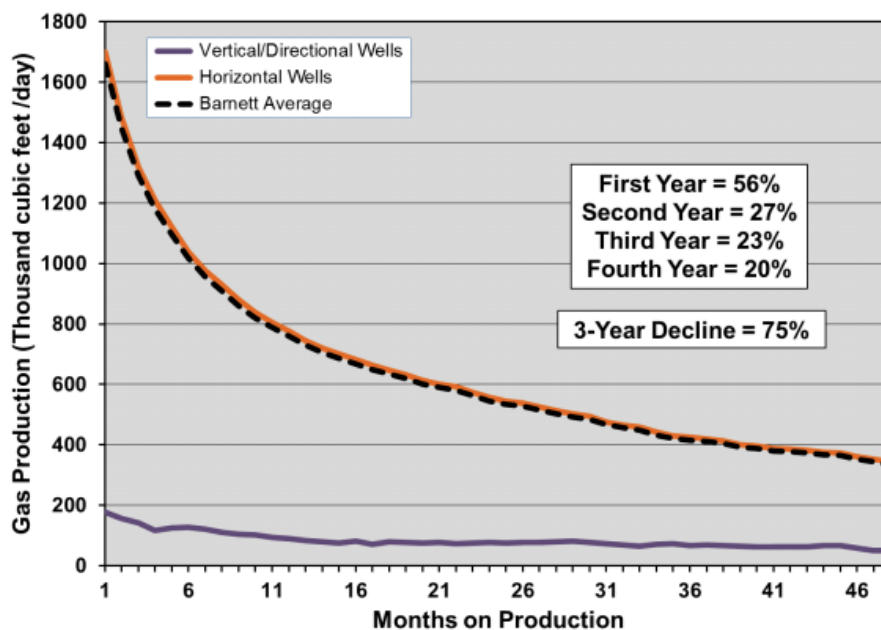


Figura 12. Perfil de producción de un pozo de shale gas del reservorio Barnett. Fuente: Extraído del informe *Drilling deeper* de Post Carbon Institute.

La segunda etapa se produce a los 10 años de producción aproximadamente y se caracteriza por un decrecimiento exponencial mucho menos marcado, que suele rondar el 3% cada año.

Una vez ya se ha extraído toda la reserva económicamente recuperable de gas natural, se procede al acabado del pozo y restauración del terreno. Para ello, el pozo se cementa y se sella unos metros por debajo de la superficie, de forma que por encima se puede replantar la vegetación que había previamente a la perforación en ese emplazamiento.

3.2 Fases de un proyecto de extracción de gas no convencional

Un proyecto de extracción de gas no convencional mediante fracking, como cualquier otra actividad relacionada con la producción de hidrocarburo en nuestro país, empieza con el otorgamiento de un permiso de exploración. Para proyectos *offshore* así como proyectos *onshore* cuyo terreno de investigación abarca más de una comunidad autónoma, la institución responsable de otorgar el permiso de exploración es el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Por contra, si se trata de un proyecto onshore que se circunscribe dentro de una única comunidad autónoma, la administración competente es el Gobierno de esa comunidad. Sin embargo, en cualquier caso las concesiones de explotación para las concede el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Ministerio de Industria, Energía y Turismo).

Para la concesión de un permiso de Exploración, la empresa beneficiaria debe llevar a cabo una tramitación previa. Dicha tramitación empieza con la presentación de los proyectos y estudios de Impacto ambiental, que posteriormente se hacen públicos para que ciudadanos, Sindicatos, Ayuntamientos, Confederaciones hidrográficas, ONGs, etc. puedan analizar los estudios y presentar alegaciones. A continuación, se realiza un análisis por parte de técnicos del Ministerio del Gobierno de España o gobiernos autonómicos. Una vez superado este punto, se realiza una Declaración de Impacto Ambiental junto con la solicitud de otros permisos necesarios para realizar la exploración como puede ser: permiso de obras, captación de aguas o gestión de accesos entre otros. Una vez el permiso de exploración es concedido, éste tiene una duración de un total de 6 años.

Una vez ya se ha obtenido el permiso de investigación, empiezan los trabajos in situ. La primera fase consiste en la preparación del terreno. Esta fase tiene una duración de un mes aproximadamente y en ella se realizan diferentes tareas para adecuar el terreno a la exploración. En primer lugar se retira el suelo fértil y se conserva para colocarlo de nuevo al finalizar los trabajos y restaurar la parcela. La superficie de trabajo, entre 2-3 hectáreas, se impermeabiliza con una membrana protectora. La membrana se reviste con un suelo de grava drenante sobre la cual se instalarán los equipos de trabajo.

La segunda fase consiste en la instalación de los equipos de trabajo y la perforación del pozo exploratorio. Las torres de perforación miden unos 50m de altura y están

diseñados para minimizar el impacto ambiental tras su retirada. Esta fase dura entre 2 y 3 meses, incluyendo el montaje y desmontaje de la torre. Con la perforación exploratoria se extraen muestras que son enviadas a laboratorios para dar pie a la siguiente fase: el procesado y análisis de datos. Suele durar un período de 6 meses aproximadamente donde no se realizan trabajos en el terreno (BNK España).

En cuarto lugar y ya en el terreno, se realizan los trabajos de estimulación hidráulica. Para esta tarea se requiere de tanques o balsas de agua temporales puesto que la técnica de estimulación se hace -como ya se ha visto en el apartado anterior- mediante una combinación de agua y aditivos. Esta fase se realiza en un total de 15 días aproximadamente, durando cada estimulación unas 4 horas. A continuación la siguiente fase consiste en realizar un test de producción. Para ello, primero se recupera el *flowback* -el fluido inyectado durante la estimulación hidráulica-. Después se procede a realizar pruebas de producción de corta duración así como tests para evaluar su viabilidad económica. Todos estos procesos se estima que consumen de 2 a 6 meses de tiempo.

Finalmente, se analizan los resultados de los datos obtenidos en los pozos de exploración. Esta última fase puede durar entre 1 y 3 años. A partir de los resultados obtenidos, se presentan dos escenarios posibles de actuación. La primera situación que se puede dar es que el proceso de exploración determine que la producción no es económicamente viable, con lo que el pozo se clausurará y se procederá a restaurar la zona. La restauración se lleva a cabo primero sellando el pozo con múltiples capas de cemento y metal, para después colocar de nuevo el suelo vegetal retirado y reservado al comienzo de los trabajos en el terreno para su posterior revegetación o implantación de las actividades originales.

No obstante, los resultados también pueden arrojar otra situación: la producción es viable. En este caso, es necesario desarrollar un nuevo proyecto. El proyecto de producción requiere la concesión de un permiso de explotación y el desarrollo de un detallado documento técnico-económico y un nuevo estudio de impacto ambiental sometido a información pública, a fin de que garantice su sostenibilidad en el futuro. A diferencia que las concesiones de exploración e investigación, las concesiones de explotación sólo las otorga el Ministerio de Industria, Energía y Trabajo. Éstas concesiones se otorgan por un tiempo de 30 años. Entonces, se procede con la explotación del emplazamiento perforando más pozos, entre 6 y 10. Para poder distribuir el gas que se extrae de ellos, estos pozos se conectan a la red mediante gaseoductos o se transporta en camiones. Una vez acabado el proceso de explotación del pozo, que suele ser de unos 30 años, se procede a la restauración final del terreno.

3.3 Dificultades ambientales

Toda técnica de extracción de un recurso de la naturaleza siempre está sujeta a cierto impacto medioambiental desfavorable. Por ejemplo la extracción de carbón, que provoca una alteración de la superficie del terreno y contamina el aire debido al polvo que genera. También sirven de ejemplo los molinos eólicos, que resultan peligrosos para las aves y generan contaminación tanto acústica como visual.

Igual que en los casos anteriores, el fracking tampoco está exento de problemáticas medioambientales. En este caso, las dificultades ambientales proceden de 6 efectos derivados sobretudo de la estimulación mediante fracturación hidráulica. Estos impactos ambientales son: la necesidad de grandes volúmenes de agua, la emisión de gases a la atmósfera, la contaminación de acuíferos, la sismicidad inducida, la necesidad de tratamiento del *flowback* y finalmente la huella superficial. A continuación se analizan los efectos y causas que generan dichos impactos ambientales así como posibles soluciones para minimizar su aparición.

3.3.1 Gran volumen de agua

El agua se considera el recurso básico para la vida y por este motivo, el elevado consumo de agua de esta técnica es gran objeto de crítica por parte de los detractores del fracking, y más aun en el actual contexto de cambio climático y las consecuentes sequías que se generan año tras año en algunas zonas del mundo.

En una operación de estimulación por fractura hidráulica se consumen de 10 a 30 millones de litros (Fox, 2010) de agua en un solo pozo. Esta cantidad depende del volumen de roca que se pretenda estimular. Aunque fuera de contexto pueda parecer una cifra enorme, este consumo es equivalente al de un campo de golf durante un mes (Shale Gas España) y representa una ínfima parte del consumo de agua que generan otras actividades económicas.

Consumo agua en EEUU

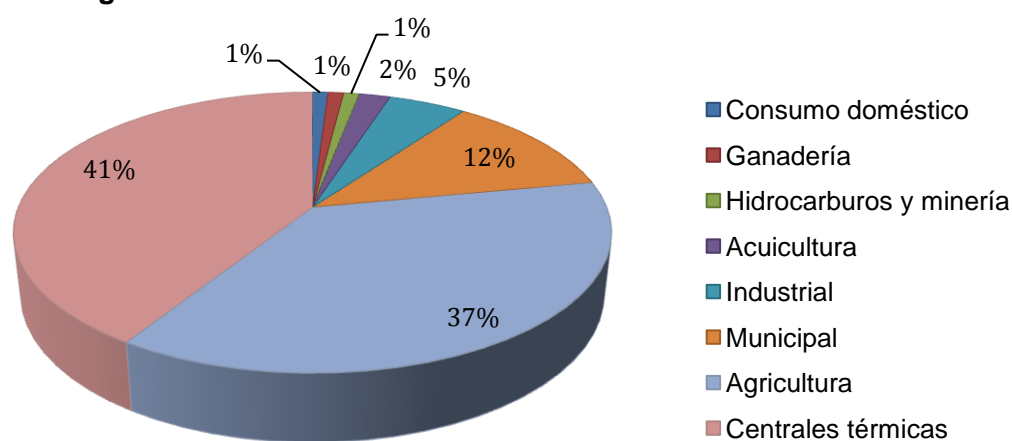


Figura 13. Consumo de agua por sectores en EEUU. Fuente: Elaboración propia a partir de la EPA (United States Environmental Protection Agency)

Sirva como ejemplo el gráfico de la Fig.13 se observa como en el caso de EEUU entre la industria minera y la producción de hidrocarburos se consume solamente el 1% del total del agua consumida en ese país. Además se debe tener en cuenta que en EEUU se perforan al año unos 40.000 pozos para producir tanto gas como petróleo. Teniendo en cuenta que en España sólo se perforaría para gas y que

además el número de pozos perforados sería del orden de centenares y no millares, el impacto que tendría en nuestro gráfico sectorial de consumo de agua sería difícilmente apreciable. Sin embargo, es importante resaltar que del total del agua consumida, sólo retorna a la superficie entre 15-40% como flowback, el resto se queda bajo tierra, mientras que en otras actividades como la agricultura el agua es devuelta en su mayoría al subsuelo para que continúe el ciclo hídrico.

Una parte muy importante del gas natural que se importa en España se usa para generación de energía secundaria -electricidad-. Por este motivo, además del consumo de agua en el proceso de extracción, es importante comparar el shale gas con otras fuentes primarias en el proceso de generación de energía secundaria. En la Fig.14 se observa el consumo de agua que se produce en la generación de energía según diferentes fuentes. Comparando todas las fuentes de energía, se puede ver como las mejores fuentes de energía en cuanto a consumo de agua son la eólica y los paneles solares. Este resultado es lógico puesto que estas energías no requieren ni de un circuito de vapor de agua ni agua para su refrigeración, por lo que su consumo es nulo. En cuanto a generación de energía mediante combustión, resalta que el shale gas presenta un consumo de agua casi cuatro veces inferior a sus competidores: la energía nuclear y las centrales térmicas de carbón. Finalmente, destacan negativamente tanto la energía geotérmica como la energía solar concentrada -España es el país del mundo con más capacidad de esta energía instalada con 2300 -.

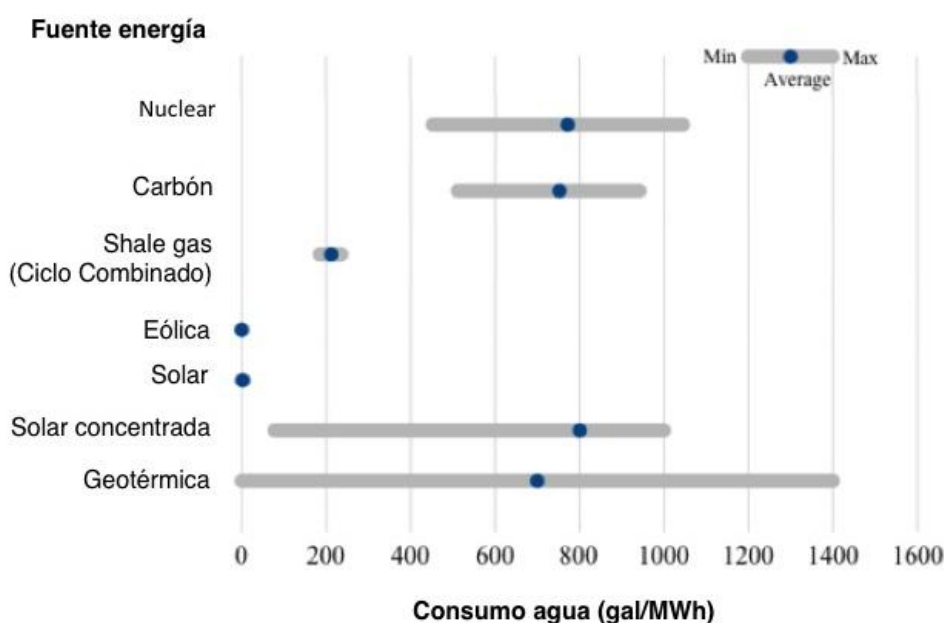


Figura 14. Consumo de agua de distintas fuentes de energía para generar un MWh.
Fuente: (Mielke, Díaz, & Narayanamurti, 2010)

No obstante, es importante no minimizar el impacto que supone la utilización de tanta agua por parte del fracking y en esta línea es en la que se centra actualmente el I+D+i de esta técnica. Los últimos avances están permitiendo ahorrar agua de tres formas diferentes o combinadas a la vez: reducción del fluido en el proceso de fractura, aumentando el % de fluido de fractura -flowback- recuperado y finalmente

también se está trabajando para fracturar usando otros elementos, como por ejemplo gas. Este último aspecto es el más prometedor, pues actualmente ya se está perforando en algunos emplazamientos con dióxido de carbono. Además, estudios recientes sugieren que incluso la red de micro fracturas creada por el dióxido de carbono como agente fracturante es mejor que el agua (Tsuyoshi, Kazuhei, Tomoya, Youqing, & Sumihiko, 2012).

3.3.2 Emisión de gases a la atmósfera

El gas natural es el combustible fósil que más respeta el medioambiente. Entre el 75-90% de la contaminación -en forma de CO₂ liberado a la atmosfera- se debe a la combustión de combustibles fósiles. En este contexto, la combustión de gas natural es la que menos emisiones genera y por ello se la considera la energía fósil más limpia. No obstante, no sólo se contamina durante la combustión de un recurso para obtener energía o hacer funcionar un motor de coche, sino a lo largo de toda su cadena de valor, desde la producción hasta el consumo final.

Pese a ser tan limpio en la combustión, el proceso de obtención de gas natural mediante fracking es el que más contamina. Esta contaminación se debe a que durante el proceso de estimulación mediante fracturación se escapa gas a la atmosfera. En la Tab.3 se muestra la cantidad de gas que se escapa en cada fase de la cadena de valor como porcentaje del gas finalmente extraído para su uso comercial.

	Conventional gas	Shale gas
Emissions during well completion	0.01%	1.9%
Routine venting and equipment leaks at well site	0.3 to 1.9%	0.3 to 1.9%
Emissions during liquid unloading	0 to 0.26%	0 to 0.26%
Emissions during gas processing	0 to 0.19%	0 to 0.19%
Emissions during transport, storage, and distribution	1.4 to 3.6%	1.4 to 3.6%
Total emissions	1.7 to 6.0%	3.6 to 7.9%

Tabla 3. Comparación de las emisiones de gas en la extracción de gas natural convencional y no convencional. Fuente: (Howarth, Santoro, & Ingraffea, 2011)

Como se puede observar, se escapa entre el 3,6-7,9% del shale gas durante su producción y distribución, con lo que se superan sustancialmente las fugas en la cadena de valor del gas natural convencional, estimadas entre 1,7-6%. Además, cabe recordar que el gas natural está compuesto básicamente de gas metano, por lo que las fugas que se producen son básicamente de este último gas.

El gas metano es un agente altamente contaminante, incluso recientemente se ha considerado más contaminante que el propio CO₂, aunque tiene un tiempo de residencia en la atmosfera mucho menor que el dióxido de carbono. Por eso, cuando se estudia la contaminación producida por gases diferentes, se tiene que establecer un periodo de tiempo de estudio para poder analizar sus efectos sobre el efecto invernadero.

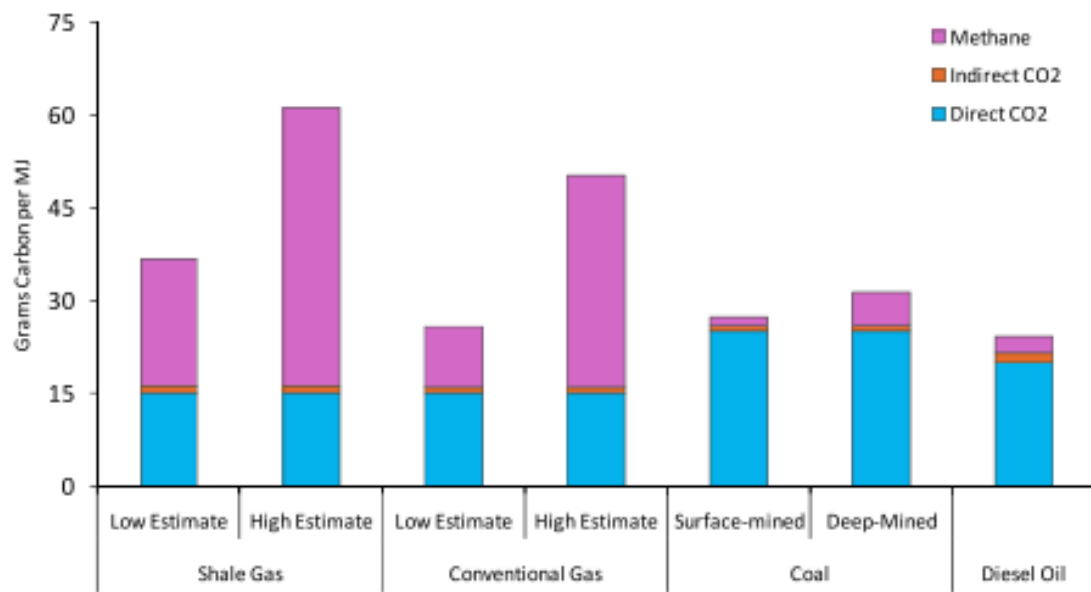


Figura 15. Comparación de las emisiones de gases en diferentes recursos energéticos para un tiempo de residencia de 20 años. Fuente: (Howarth, Santoro, & Ingraffea, 2011)

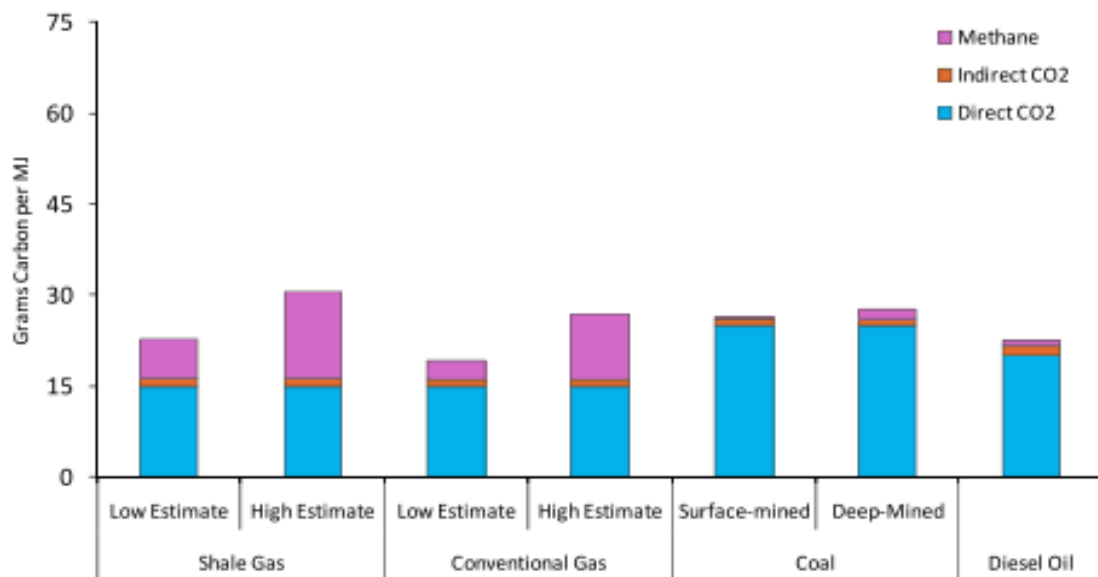


Figura 16. Comparación de las emisiones de gases en diferentes recursos energéticos para un tiempo de residencia de 100 años. Fuente: (Howarth, Santoro, & Ingraffea, 2011)

En las Fig. 15 y Fig.16 se muestran estos efectos para tiempos de estudio de 20 años y 100 años. En dichas figuras queda reflejado que el tiempo de residencia del metano es muy inferior CO_2 , puesto que mientras el efecto del CO_2 es igual en ambos gráficos, el del metano se reduce drásticamente. Otro aspecto a destacar de las figuras anteriores es la gran cantidad de CO_2 liberado de forma directa, proveniente de las actividades relacionadas con la maquinaria. Esta gran cantidad

se acentúa en el caso de 100 años de tiempo de estudio, donde el CO₂ iguala o incluso supera a las emisiones de metano producido por fugas.

3.3.3 Contaminación de acuíferos

La mayor problemática que se le suele atribuir al proceso de fracturación hidráulica es la contaminación de acuíferos subterráneos. Los acuíferos subterráneos representan una fuente muy importante de agua potable del suministro español, por lo cual una contaminación de dichos suministros tendría efectos muy perjudiciales tanto para el medioambiente como para la salud humana. Sin embargo, la realidad refleja que se trata de un hecho altamente improbable.

Como puede observarse sombreado en rojo en la Fig.17, hay dos zonas de riesgo donde es posible que se produzca una contaminación del agua subterránea: el contacto entre el pozo y el acuífero y el posible contacto entre las grietas producidas por la fracturación y el acuífero. La tercera zona se corresponde con el tratamiento del flowback que será abordado más adelante.

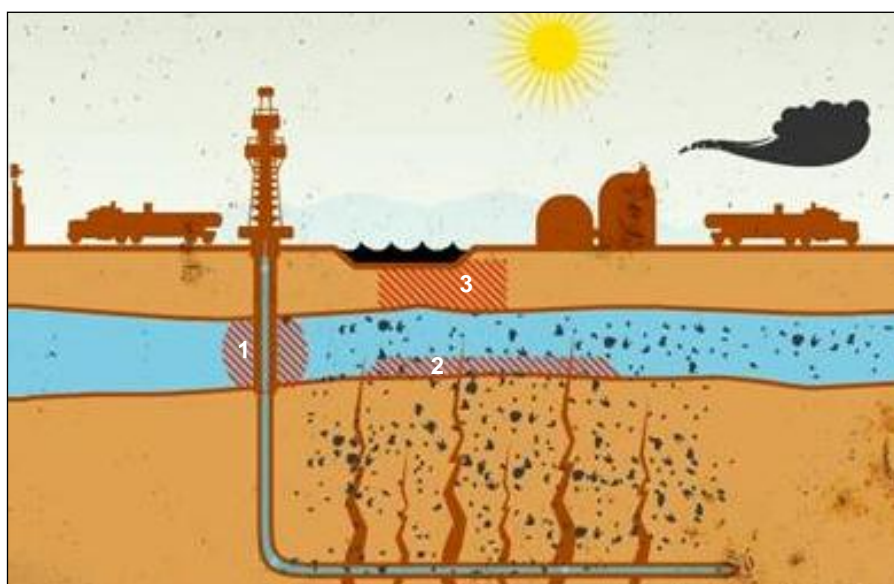


Figura 17. Zonas de riesgo de contaminación de aguas subterráneas. Fuente: www.occupydemocrats.com

En el primer caso, correspondiente con el punto 1 de la Fig.17, la contaminación se daría por una posible fuga en una de las partes del pozo. Esta fuga podría producirse en tres situaciones diferentes:

- Una mala cementación y un mal entubado a lo largo del pozo de perforación.
- Una fractura formada en un punto del pozo debido a las presiones ejercidas durante las operaciones de estimulación mediante fractura hidráulica.
- La ocurrencia de pequeños seísmos que se den en el lugar de la actividad y que tengan magnitud suficiente como para alterar la estructura del pozo.

En el segundo foco de riesgo, la contaminación también se produciría por fuga, pero esta vez la canalización de fluido de fracturación se produciría a través de las fracturas creadas en el proceso de fracking y ascendería desde el reservorio hasta el acuífero a través de la porosidad de los estratos o a la presencia de una falla. No obstante, debido a que los acuíferos subterráneos suelen estar a una profundidad máxima de 300m, este hecho es prácticamente imposible puesto que las profundidades a las que sucede la estimulación suele ser de 3000m. En un estudio de Fisher y Warpinski (2012), se concluye que acuíferos situados a una distancia superior a 1000 pies (300m) por encima del yacimiento difícilmente se verán afectados por las labores de fracturación y estimulación (Portero, 2012).

3.3.4 Tratamiento del flowback

El tratamiento del flowback se correspondería con la zona de riesgo 3 de la Fig.17. El flowback es un fluido compuesto en gran medida por restos del fluido inyectado, fracciones pequeñas de roca del reservorio, agua que pudiera haber en la formación de shale gas e incluso suele llevar mezclado en él hidrocarburos del yacimiento. No suele ser la norma pero en algunos casos, debido a la gran presión a la que está sometido y si en la roca generadora se encuentran en gran cantidad, el flowback también puede tener componentes contaminantes, metales pesados y hasta minerales radioactivos. Todo ello hace que el flowback sea un agente contaminante por lo que precisa de un tratamiento específico. Aunque obviamente el contenido del flowback difiere mucho según las condiciones geológicas del reservorio, el proceso de tratamiento consta básicamente de los cinco pasos ilustrados en la Fig.18 y se describen brevemente a continuación:

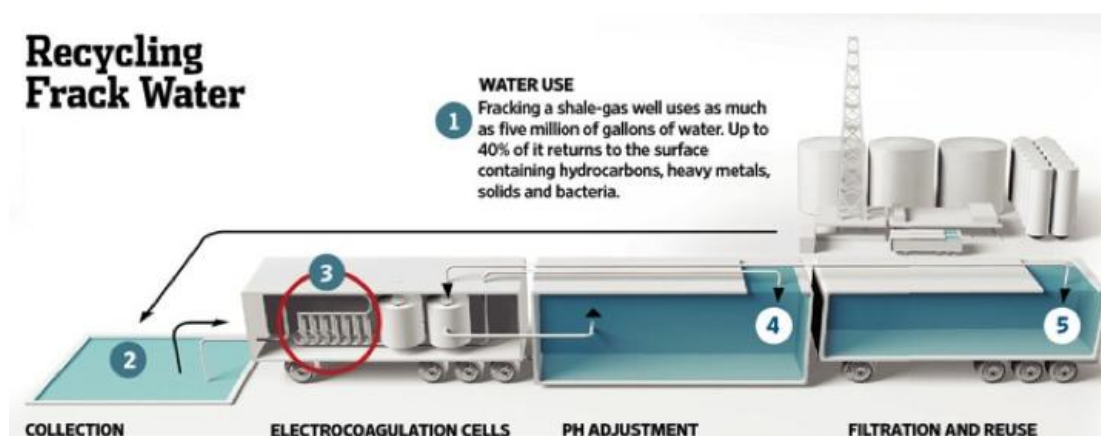


Figura 18. Proceso de tratamiento para el reciclado del agua de fracturación. Fuente: Halliburton

I- Uso del fluido de fracturación y posterior recuperación del *flowback*. Éste suele representar entre el 15-40% de todo el volumen de agua que se usa para la estimulación.

II- Almacenamiento temporal del flowback en una piscina estanca o en tanques.

III- Proceso de lavado mediante electrocoagulación. Las células donde se produce la electrocoagulación constan de un ánodo y un cátodo. Al ser conectados a una

fuentes de corriente, se genera un flujo de electrones del ánodo al cátodo que a su vez provoca una liberación de iones positivos del ánodo, que atrae a las partículas de carga negativa formando coágulos. Además en el proceso se forman burbujas de CO_2 que posteriormente, en el proceso de floculación, quedan atrapadas dentro de los flóculos, haciendo que la densidad de éstos sea muy baja y por lo tanto floten, con lo que se facilita enormemente la tarea de retirar los.

IV- Ajuste de pH por si fuera necesario. Ayuda a que el proceso de coagulación se realice de forma más rápida.

V- Finalmente se filtra el agua para eliminar cualquier partícula suspendida en el agua después de la floculación. Después del filtrado el agua ya está lista para ser reutilizada como fluido de fracturación hidráulica. En explotaciones intensivas de campos no convencionales, es posible reutilizar entre el 65-80% del *flowback* (Halliburton).

Como se puede observar, el tratamiento en sí del *flowback* no difiere demasiado de cualquier tratamiento estándar de un desecho industrial. Por eso, se considera que la mayor dificultad que presenta el tratamiento del fluido de fracturación es logística puesto que las tareas de fracking se suelen realizar en lugares más o menos remotos. En explotaciones intensivas se suele tratar el agua in situ, mientras que en pozos de exploración el agua es gestionada por terceros autorizados.

3.3.5 Huella superficial

La huella superficial de la fracturación hidráulica constituye el principal problema medioambiental. La huella superficial del shale gas es muy considerable, porque aunque un emplazamiento de gas no convencional ocupa 1,5 hectáreas aproximadamente -equivalente a tres campos de fútbol-, las campañas de perforación suelen ser de varios pozos con lo que se requieren un gran número de emplazamientos y las infraestructuras que eso conlleva.

Afortunadamente, el impacto medioambiental de esta técnica de extracción se ha reducido enormemente con la mejora de la técnica, especialmente con la introducción de la perforación dirigida. La perforación dirigida, como ya se ha comentado anteriormente en este capítulo, permite avanzar horizontalmente a través del reservorio de forma que se consigue abarcar con un solo pozo mucho más volumen de roca. Actualmente, cada perforación puede progresar entre 2000 y 3000 metros.

De ésta forma, se reduce drásticamente el número de pozos que se necesitan para una tarea de extracción: se estima que por cada 4 pozos de shale gas verticales, solamente se necesita 1 pozo de shale gas horizontal para realizar el mismo trabajo de extracción. Así pues, si nuestra superficie de extracción de hidrocarburo tuviera una hipotética extensión de 640 hectáreas, a mediados del siglo XX habríamos necesitado 16 pozos verticales cada uno con su propio emplazamiento para poder alcanzar toda la región. Gracias a los avances en perforación, hoy en día se puede realizar el mismo trabajo pero con solamente 4 pozos horizontales y además

perforados desde un solo emplazamiento múltiple, reduciendo 16 veces el impacto. La Fig.19 representa un ejemplo visual de esta reducción de huella superficial.

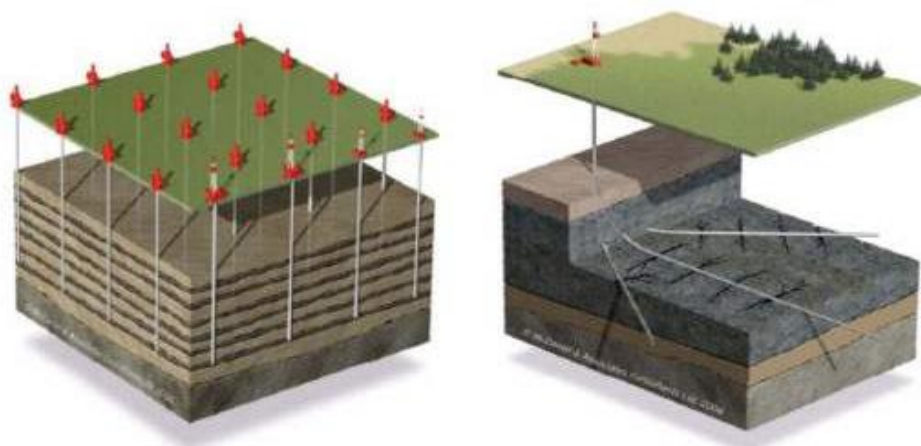


Figura 19. Diferencia de huella superficial entre una campaña de extracción mediante pozos verticales (izquierda) y pozos horizontales (derecha). Fuente: Texas Natural Gas

Finalmente, cabe destacar que se trata de una huella superficial temporal, pues los emplazamientos tienen una vida útil de 30 años aproximadamente. Al cabo de este tiempo, se produce el proceso de decommissioning mediante el cual se restaura el terreno para devolverlo a su estado original.

3.3.6 Sismicidad Inducida

En el proceso de fracturación hidráulica se generan microdesplazamientos como consecuencia de la creación de microfracturas o planos de estratificación. Estos micro movimientos liberan energía en forma de ondas de compresión y cizalla que producen microsismos.

La sismicidad inducida representa una gran fuente de datos puesto que con la ayuda de geófonos permite monitorizar y mapear las fracturas que se producen en una actividad de fracking. Así pues, sirve como método de seguridad para detectar y poder parar un proceso de fracking en caso de que las fracturas no se produzcan conforme se pronosticaba.

Estos microsismos suelen ser de magnitud baja o muy baja. El valor de estos microsismos suele situarse entre el -1 y -3 en la escala de Richter. Los valores negativos se deben a que los avances tecnológicos permiten registrar sismos de escala menor a la máxima sensibilidad disponible en los años 1930s cuando Charles Richter definió la escala. Según esta escala, para que un sismo sea perceptible

debe tener una intensidad superior a 2,5 y para que provoque daños se toman como referencia terremotos de intensidad 5 o más.

No obstante, hay un caso de fracking donde la sismicidad inducida fue atípicamente alta debido a una mala praxis. Sucedió en Blackpool, Reino Unido, y la causa fue que parte del fluido de fracturación se inyectó en una falla activa que atravesaba el pozo. Esto no es usual puesto que como se ha comentado anteriormente, los pozos se aíslan con cemento de las formaciones geológicas de tal forma que la actividad de fracturación no las afecte. Pese a esto, los sismos que se produjeron fueron de magnitud 1,5-2,3 en la escala de Richter, por lo que se encuentra en el rango de imperceptible. Salvo este caso y uno parecido pero de menor importancia ocurrido en Oklahoma, no ha habido más casos de terremotos atribuibles al fracking (Davies, Foulger, Bindley, & Styles, 2013) (Portero, 2012).

4. Reservas

Una de las grandes incógnitas a las que se enfrenta una empresa de *exploration and production* -E&P- a la hora de decidir si es económicamente viable invertir en un país o región es la estimación de la cantidad de combustible recuperable de dicha región. Esto se debe a que el negocio de la energía es muy intensivo en capital, esto es, que se requiere de una gran cantidad de inversión inicial. Es por ello que las empresas de E&P invierten mucho dinero en investigar el potencial de recursos hidrocarburos de una determinada área en forma de sondeos y estudios.

Este capítulo trata de estudiar el potencial de España para albergar shale gas. En primer lugar se hace un inciso en la geología de los reservorios, es decir, qué características geológicas suelen tener y que se usan como base para la exploración de nuevos yacimientos. En segundo lugar se presentan las principales topologías de estimaciones de recursos existentes. A continuación se hace un repaso al estado actual de reservas mundiales, destacando a los países que hoy en día ofrecen mayor potencial. Finalmente, se presenta el estado de recursos de España y se explica la metodología que la fuente escogida como referencia usa para el cálculo de recursos prospectivos.

4.1 Geología de los reservorios

El gas natural es el resultado de un proceso geológico que ocurre bajo una serie de condiciones de presión y temperatura. Así pues, la exploración de yacimientos de gas natural no es más que la búsqueda de una formación rocosa que haya estado en algún momento de su historia geológica bajo estas condiciones de generación de hidrocarburos. Además, por el contexto técnico-económico en el que vivimos y especialmente en el caso del gas no convencional, la exploración no sólo se centra en buscar lugares que cumplan las condiciones de generación, sino que también se deben dar condiciones favorables para su confinamiento, extracción y comercialización. Esto complica mucho más la exploración. Sin embargo, a través de la experiencia i analizando las similitudes entre yacimientos se ha conseguido identificar los principales factores geoquímicos que indican si una formación es válida como reservorio o no. Éstos se detallan a continuación y son: el TOC, la madurez térmica, el volumen de gas, la mineralogía, la permeabilidad, la porosidad y la fragilidad de la formación rocosa.

4.1.1 TOC

En el proceso de génesis de los hidrocarburos comentado en capítulos anteriores, uno de los requisitos indispensables para su formación es la presencia de materia orgánica en la roca madre o roca generadora. Debido a que en la explotación de gas no convencional el hidrocarburo se extrae directamente de la roca madre, las formaciones reservorio de shale gas suelen ser ricas en materia orgánica. La experiencia en exploración y explotación de yacimientos no convencionales ha permitido constatar que existe una correlación positiva entre el contenido de materia orgánica y la cantidad de hidrocarburo presente en un emplazamiento.

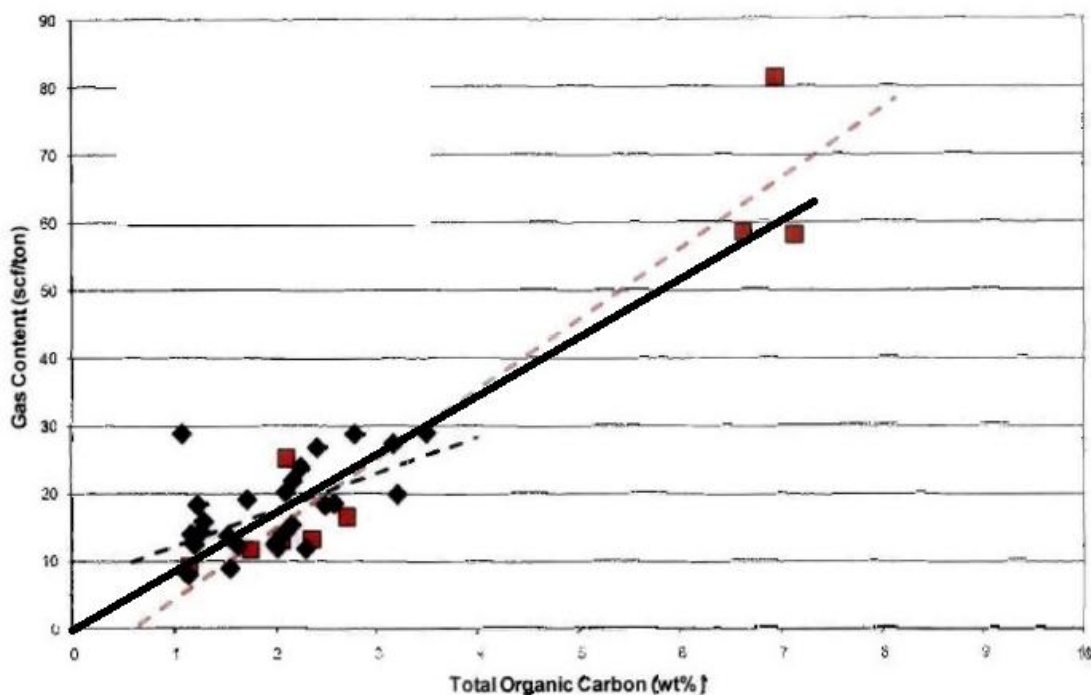


Figura 20. Correlación entre el TOC y el contenido de gas en el yacimiento Montney, Canadá.

Fuente: (Crain & Holgate, 2014).

Este hecho se puede apreciar en la Fig.20, que ilustra esta correlación positiva en el yacimiento Montney, Canadá. Por este motivo uno de los aspectos clave para determinar la productividad de un futuro pozo de explotación es determinar la cantidad de materia orgánica presente en una roca.

El TOC *-total organic carbon-* es un índice que mide la cantidad en % en peso de carbón orgánico presente en una formación de shale gas. Los valores de TOC para los cuales una formación se considera atractiva desde el punto de vista de explotación de hidrocarburos suelen estar en la ventana de 2-10%. No obstante, hay literatura que defiende que valores entorno al 1% podrían ser atractivos sobretodo en mercados menos competitivos que el de EEUU. Por el contrario, formaciones con valores superiores al 10% suelen ser demasiado inmaduras para su explotación comercial (Department of energy). En la Tab.4 se pueden observar los valores de TOC para los cuales el reservorio presenta un buen potencial de recursos.

TOC (% en peso)	Potencial de los recursos
<0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Intermedio
2 a 4	Alto
4 a 10	Muy Alto
>10	Indefinido

Tabla 4. Potencial de un reservorio según el %TOC presente. Fuente: Schlumberger

Para la determinación del índice TOC se usa una técnica de combustión. Primero de todo, se debe tomar una muestra del reservorio y tratarla con ácido fosfórico para eliminar el carbón inorgánico. A continuación, se seca y se quema en un horno a 1350°C en un ambiente rico en oxígeno. Así pues, el carbón orgánico se oxida formando CO₂, que fluye a través de una célula de detección infrarroja que mide el volumen de gas. Finalmente se convierte dicho volumen a porcentaje en peso másico de la roca y así se obtiene el valor de TOC (McCarthy, Rojas, Niemann, Palmowski, Peters, & Stankiewicz, 2011).

Cabe destacar que el valor del TOC varía ampliamente dentro del mismo reservorio. Prueba de ello es la Tab.5 donde se muestran los resultados de TOC de diferentes sondeos en la cuenca vasco-cantábrica. Así pues, las compañías de E&P siempre intentan perforar en lo que se denomina *sweet spots*, que son aquellas áreas de la formación donde, entre otras cosas, el %TOC es superior y por lo tanto se espera que la producción sea mayor.

Muestra	TOC %
G1	10,55
G2	5,47
G4	10,07
G5	8,00
G6	7,94
G7	1,53
G8	1,40

Tabla 5. Resultado del análisis por pirolisis de rock-eval de algunas de las muestras de las pizarras bituminosas de Garai (Vizcaya). Fuente: (Marfil, Dorronsoro, Permanyer, & Aguiló, 1993)

4.1.2 Madurez térmica

La madurez térmica indica la máxima paleotemperatura a la que la roca generadora ha sido sometida. Es una función de su historia deposicional y nos permite identificar si se han dado las condiciones de presión-temperatura adecuadas para la formación de hidrocarburos y además permite conocer qué tipo de hidrocarburo se encuentra atrapado en el yacimiento.

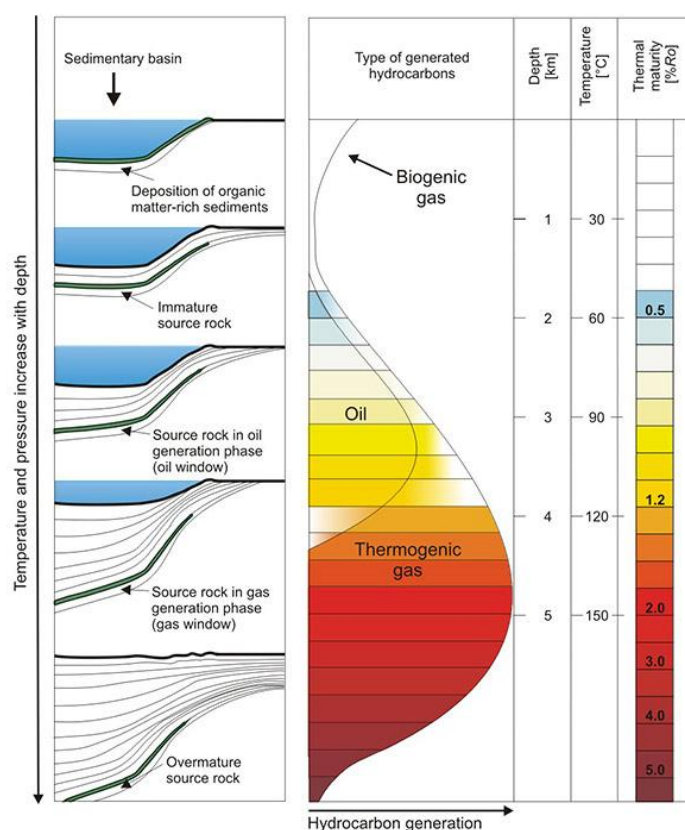


Figura 21. Proceso y tipo de hidrocarburo generado según temperatura y profundidad. Fuente: Polish Geological Institute

Para medir la madurez térmica se usa la reflectancia de la vitrinita $-R_0-$. Con el tiempo, a medida que el kerógeno está expuesto a presiones progresivamente superiores, la vitrinita -que es un material que compone la pared celular y los tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca- sufre alteraciones irreversibles y desarrolla un incremento de reflectancia. La R_0 se determina a través de mediciones microscópicas de la reflectancia de al menos 30 granos vitrinita de la muestra de roca.

Los valores que toma la reflectancia oscilan entre el 0-3%. Como se puede apreciar en la Fig.21, en la industria petrolera se definen tres rangos o ventanas de R_0 para las cuales obtenemos un tipo de hidrocarburo u otro:

I- Petróleo. Este rango comprende R_0 de 0,6 a 1,0%. Para valores inferiores al 0,6% no ha habido suficiente maduración térmica como para que se hayan formado hidrocarburos. Es posible encontrar gas biogénico, pero no es económicamente explotable.

II- Gas Húmedo. Este rango comprende R_0 de 1,0 a 1,3%. El gas húmedo, a diferencia del gas seco, se trata de gas natural que contiene una cantidad significativa de hidrocarburos pesados: propano, butano y otros hidrocarburos líquidos se pueden licuar.

III- Gas seco. Este rango comprende R_0 de 1,3 o superior. Sería la ventana de valores más positiva en una exploración de shale gas. Valores superiores al 3% indicarían un exceso de maduración de la roca madre.

4.1.3 Volumen de gas in situ

El gas de los yacimientos de shale se encuentra tanto en los espacios porosos y en las fracturas, como adherido en sitios activos de la superficie y en la materia orgánica. Así pues, el gas total que se puede encontrar en un yacimiento es la combinación del gas intersticial i adsorbido. En la Fig.22 se muestran cuatro diagramas de cuatro reservorios de shale gas donde se refleja la aportación de gas libre i gas adsorbido al montante de gas total.

Para calcular el volumen de gas presente -normalmente denominado en inglés GIP o *gas-in-place*- se preparan núcleos recién cortados y sellados en cartuchos filtrantes para su envío a laboratorios especialmente equipados para las pruebas de desorción de dichos cartuchos filtrantes. Estas pruebas miden el volumen y composición del gas liberado del núcleo como una función del tiempo. Estas pruebas, sin embargo, sólo permiten calcular el volumen de gas total y no aportan información respecto a la proporción de gas adsorbido e intersticial. Para conocer este último dato se precisa de más mediciones.

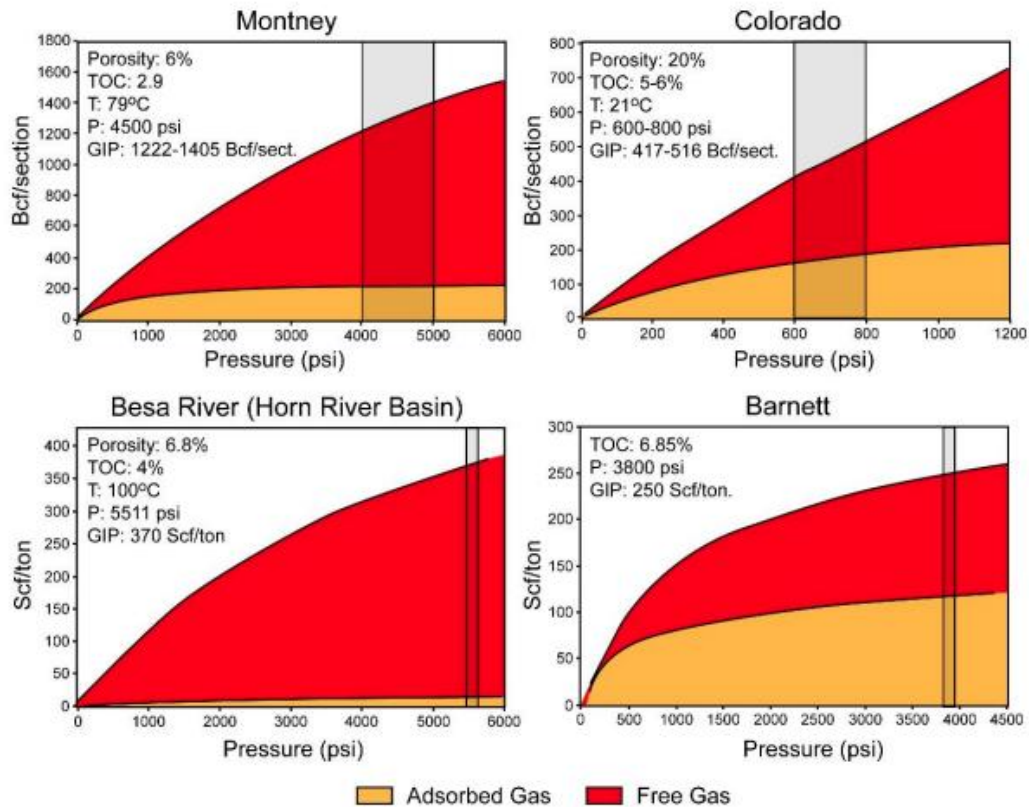


Figura 22. Comparativa de la proporción de gas libre y gas absorbido en diferentes yacimientos de shale gas de EEUU. Fuente: Elaborado por IFP Technologies a partir de Bustin 2010, Ross and Bustin 2008 y Jarvie et al 2005.

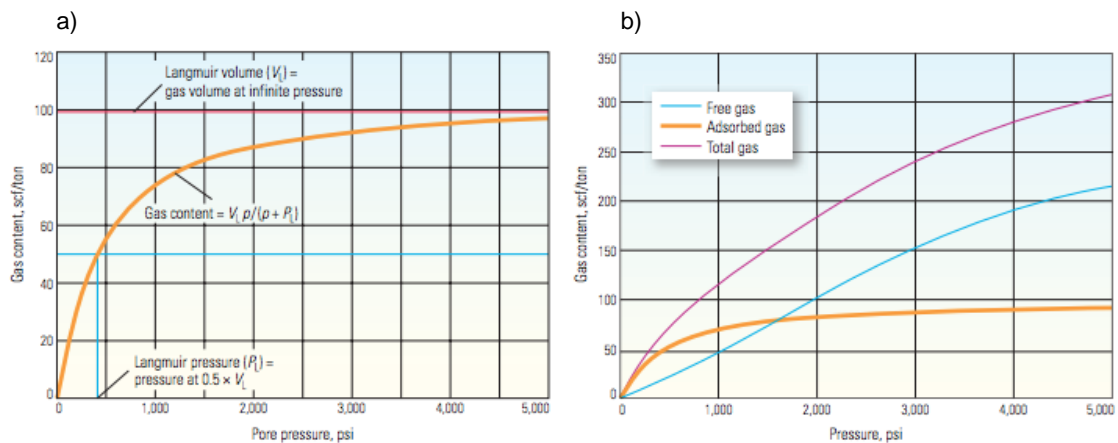


Figura 23. Isoterma de Langmuir (a) y proporción de gas absorbido y libre según la presión (b). Fuente. Schlumberger

El gas adsorbido en la superficie del kerógeno se encuentra en equilibrio con el gas libre presente en la formación de pizarras. La isoterma de Langmuir fue desarrollada para describir este equilibrio a temperatura constante. Dicha isoterma, representada en la Fig.23.a, se construye mediante dos parámetros: el volumen de Langmuir, que representa el volumen de gas a una presión infinita y la presión de Langmuir, que es la presión a la cual el contenido de gas es la mitad que el volumen de Langmuir.

Estos parámetros se miden en el laboratorio con una muestra triturada de un núcleo, que en un ambiente rico en metano, se somete a una presión cada vez mayor, siempre a temperatura constante. Así pues, la muestra va adsorbiendo cada vez más gas de forma que a base de ir midiendo esta cantidad se va creando la isoterma.

Además, como se puede observar en la Fig.23.b, el gas adsorbido juega un papel fundamental para poder predecir la declinación en la producción a largo plazo, puesto que a medida que se disminuye la presión en el reservorio, la contribución del gas adsorbido aumenta progresivamente y ayuda a mitigar la declinación característica del perfil de producción. Pese a este aspecto positivo, se considera que los yacimientos de mayor calidad son aquellos con mayor contenido de gas intersticial (Boyer, Kieschnick, Suárez-Rivera, Lewis, & Waters, 2007).

4.1.4 Mineralogía

La mineralogía de las pizarras, esquisto y lutitas de donde se extrae el gas natural no convencional puede presentar mezclas complejas de minerales. En la Fig.24 se observan las composiciones mineralógicas de los principales yacimientos de gas no convencional en EEUU.

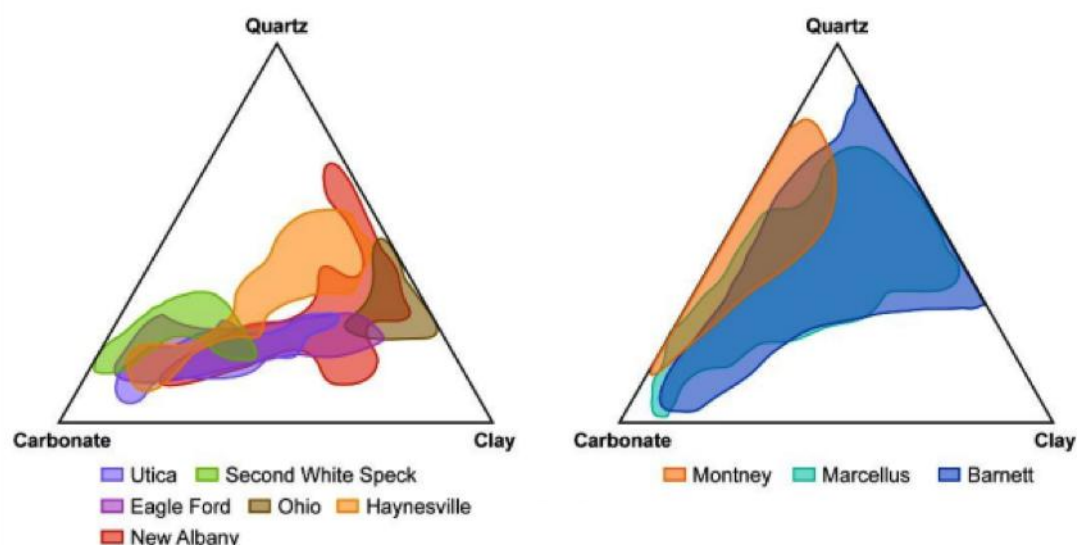


Figura 24. Proporción relativa de cuarzo, carbonato y arcilla en diferentes yacimientos americanos.
Fuente: Elaborado por IFP Technologies a partir de Anderson et al 2010, Passey et al 2010, Bustin 2010, Rickman et al 2008 y Thériault et al 2008.

La importancia de la mineralogía reside en que afecta de forma determinante a la mayoría de características geológicas de la formación. Por eso, el hecho de poder conocer la mineralogía permite que los ingenieros puedan tomar decisiones capitales en el proceso de fracking: la elección del cabezal de perforación en función de los minerales a romper, la presión a la cual se debe realizar la fracturación o también si la formación reaccionará químicamente con el fluido de fracturación o

alguno de sus aditivos. Por ejemplo, una formación rica en arcilla será una formación más porosa lo que facilita la extracción, pero a su vez más dúctil, provocando que sea más difícil fracturarla (Euzen, 2011).

4.1.5 Permeabilidad, Porosidad y Fragilidad

La porosidad y la permeabilidad son dos características geológicas que están muy estrechamente relacionadas. La porosidad representa la capacidad de almacenamiento de gas natural en los espacios pequeños internos de la roca mientras que la permeabilidad es la característica que permite este gas natural fluir hasta la superficie. Como regla general, cuanto mayor sea la porosidad de la formación reservorio, mayor permeabilidad. Una de las principales características del gas no convencional es que se extrae de formaciones de muy baja permeabilidad. La permeabilidad de dichas formaciones suele tener valores de 10^{-3} a 10^{-7} mD, mientras que la permeabilidad de yacimientos convencionales es del orden de 100 mD. Para medir la permeabilidad de una formación se inyecta nitrógeno en la formación durante periodos de corta duración y se analiza la caída de presión. Otra posibilidad para medir dicho parámetro son ensayos derivados de la pirólisis.

Una de las características más importantes dentro de la porosidad es la presión en el poro. Cuanto mayor sea esta presión más productivo será el pozo. Esto se debe a que la tensión efectiva es la diferencia entre la tensión total y la presión en el poro. Cuanto mayor sea la presión en el poro, menor será la tensión efectiva con lo que se inhibe la compactación y con ello se mantiene la porosidad. Además, la sobrepresión en dichos poros, para una permeabilidad fija, aumenta el flujo de gas.

Por otro lado, la fragilidad también resulta de especial importancia, puesto que es necesario que la roca sea “fracable”, es decir, que mediante el fracking se la pueda dotar de una permeabilidad artificial que ayude a los hidrocarburos a escapar. Una roca de calidad para la explotación de shale gas debe tener una alta fragilidad, para así poder iniciar y propagar una fractura. Como ya se ha adelantado, las arcillas dotan a la roca de ductilidad, lo cual previene a la misma de fracturarse. Todo lo contrario que el cuarzo y el carbonato, que son minerales frágiles y que ayudan a crear una red de microfracturas muy favorables para la extracción de gas natural. Por eso, los reservorios más productivos suelen presentar contenidos de cuarzo del 40% o más.

4.2 Tipología de estimaciones

Tal y como se ha introducido previamente, la estimación de recursos de un territorio constituye un elemento capital y representa una de las hipótesis principales puesto que influye de forma determinante en los resultados obtenidos. Por ello, cuando se hace una investigación sobre los recursos hidrocarburos de un lugar, es muy importante clasificar los resultados de acuerdo con la metodología usada y el grado

de certidumbre que ofrece dicho método, al no ser verídico nunca al 100% hasta la perforación final.

En la Fig.25 se muestra la clasificación según el diagrama de McKelvey modificado, diagrama que se usa para categorizar reservas de minerales y petróleo según incertidumbre y riesgo. De acuerdo con el diagrama, se tiene tres grandes categorías de clasificación: reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos.

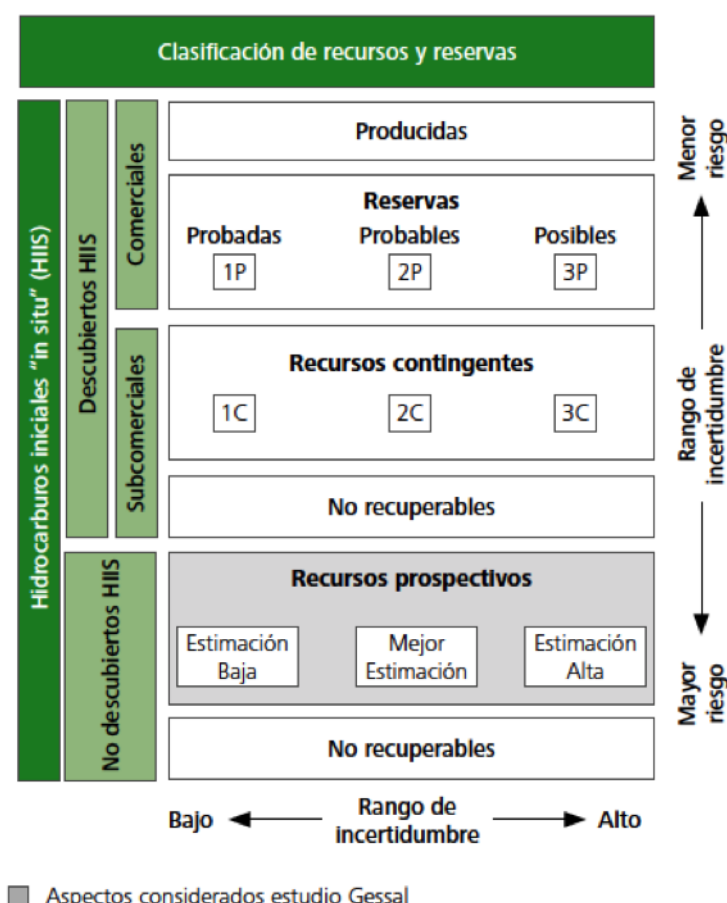


Figura 25. Diagrama de McKelvey modificado para la clasificación de recursos. Fuente: Deloitte, basado en el informe de Gessal.

Reservas: Recursos de hidrocarburos probados y comercialmente recuperables. Dentro de esta categoría distinguimos entre tres grandes grupos: reservas probadas, probables y posibles. Los primeros son aquellos hidrocarburos acumulados ya en yacimientos cuya existencia ha sido certificada tras una campaña prospectiva coronada por un descubrimiento y para los cuales existe un 90% de probabilidad de que puedan ser extraídos de manera rentable. Las reservas probadas y probables -reservas 2P- incluyen volúmenes adicionales existentes en acumulaciones puestas de manifiesto tras un descubrimiento y se espera resulten comerciales, aunque la probabilidad de que puedan ser extraídos de forma rentable es tan sólo del 50%. Finalmente, las reservas posibles -o reservas 3P- suman a las reservas 2P aquellos volúmenes evidenciados por un descubrimiento pero cuya probabilidad de ser extraídos de forma rentable es de un 10% (Marzo, 2008).

Recursos Contingentes: Acumulaciones de hidrocarburos descubiertas y recuperables, cuya extracción no es comercial en la actualidad, pero que puede ser rentable en el futuro, de acuerdo al avance de la técnica o el precio del crudo.

Recursos Prospectivos: Acumulaciones de hidrocarburos no descubiertas pero de presencia estimada a partir de evidencias indirectas. Actualmente, el estudio más preciso que se tiene de los recursos en España y que se comentará a continuación, se refiere a éstos y dentro del diagrama de McKelvey están destacados en color gris.

4.3 Reservas de gas convencional y no convencional en el mundo

A nivel mundial hay más de 180 tcm de reservas probadas gas natural convencional. Los avances tecnológicos han permitido que las reservas probadas hayan ido aumentando a lo largo de los años. Si además de estas reservas probadas, se tienen en cuenta las reservas probables y posibles de gas convencional y las reservas de gas natural no convencional, se estima que se cubriría el consumo actual durante los próximos 240 años. En la Fig.26, se muestra la distribución de reservas de gas natural actuales.

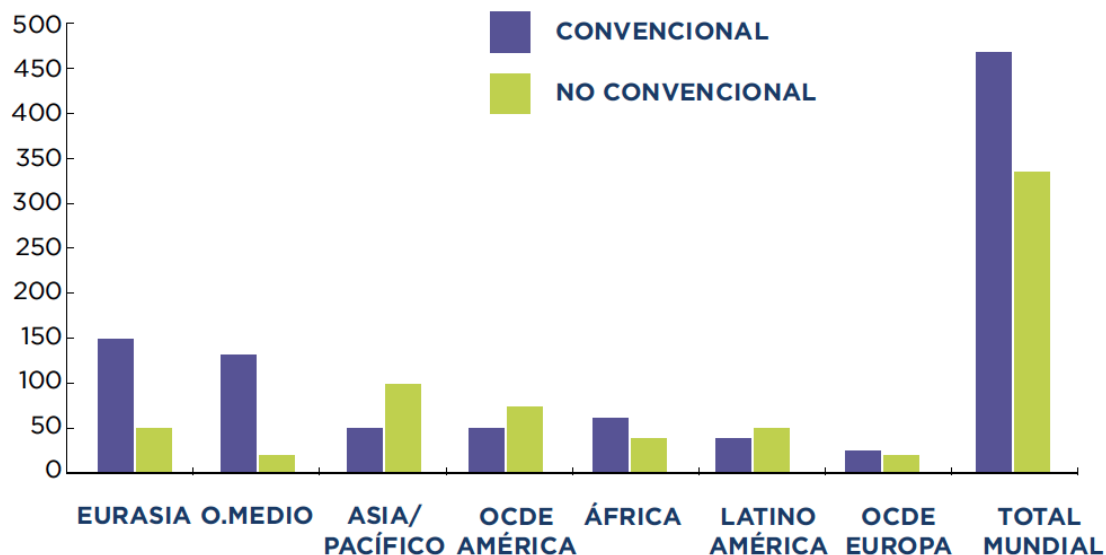


Figura 26. Reservas probadas, probables y posibles de gas natural en el mundo. Fuente: IGU, *Natural gas industry to 2030*.

La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, pese a que sus orígenes se remontan a mediados del siglo XX en EEUU, se considera aún hoy en día una tecnología joven, debido a que la coyuntura económica y tecnología no hacían que dicha tecnología fuera rentable. No obstante, actualmente el paradigma ha cambiado y son muchos los países que abogan por explorar sus territorios en

busca de estos recursos naturales no convencionales. Así pues, prácticamente sólo en EEUU y Canadá el *fracking* es donde ha experimentado un gran avance y donde se conoce con mayor exactitud las reservas disponibles. Sirva de ejemplo el informe presentado por ARI en conjunto con la EIA (EIA/ARI, 2013), donde países como Ucrania donde se estimaban 42 tcf de gas en el 2011, en un segundo informe 2 años posterior y los mismos autores, le otorgan un potencial de 128 tcf. O también el caso totalmente opuesto, donde Noruega con un potencial de 83 tcf (2011) ha sido catalogada en 2013 como un país sin opciones de gas no convencional recuperable.

Según la ARI y con datos de sondeos y perforaciones realizadas hasta el 2013, los principales países con más reservas técnicamente recuperables de gas no convencional son los que se muestran en la Tab.6, ordenados de mayor cantidad a menor.

País	Reservas técnicamente recuperables (tcf)
Estados Unidos	1.161
China	1.115
Argentina	802
Algeria	707
Canadá	573
México	545
Australia	437
Sudáfrica	390
Rusia	285
Brazil	245
India y Pakistan	201
Venezuela	167
Polonia	148
Francia	137
Ucrania	128
Resto del mundo	754
TOTAL	7795

Tabla 6. Ranking de países con más reservas técnicamente recuperables de gas no convencional. Elaboración propia con datos del EIA y el ARI.

Como se puede apreciar en la tabla, las reservas de las que dispone cada país están estrechamente relacionadas con el nivel de exploración. Se observa como EEUU, al ser un país de gran superficie pero sobretodo el país más explorado actualmente, ocupa la primera posición. Este hecho contrasta con el caso de otros países como Rusia, país que tradicionalmente ha tenido grandes reservas de

hidrocarburos convencionales y que como consecuencia, no ha necesitado de técnicas alternativas para incrementar sus reservas de gas. Teniendo en cuenta que Rusia es el país más extenso en superficie y que cuenta con la cuenca de hidrocarburo más extensa del planeta, no es difícil imaginarse que en los próximos años se van a descubrir nuevos yacimientos de *shale* gas en esta región.

A continuación se presenta un mapa con las principales cuencas con formaciones evaluadas con o sin estimación de recursos tanto de gas como de petróleo de esquisto en el mundo, lo que demuestra que aún hay mucho margen de exploración para encontrar nuevos yacimientos donde se pueden observar, entre otras cosas, lo anteriormente comentado sobre el potencial ruso.

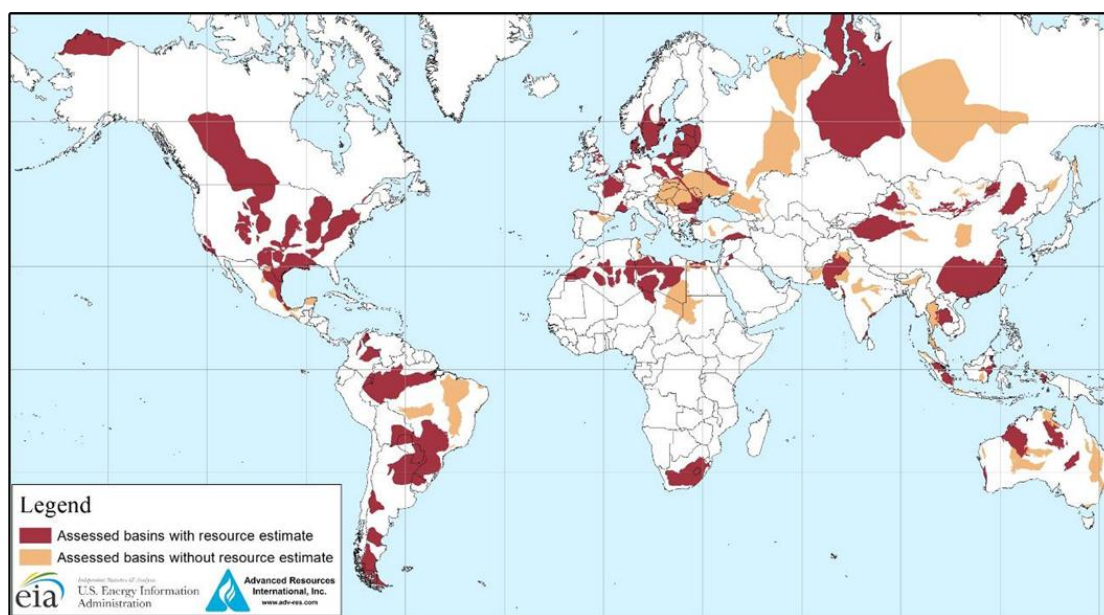


Figura 27. Mapa de cuencas con formaciones evaluadas de petróleo y gas de esquisto. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013

4.4 Reservas de gas no convencional en España

Tradicionalmente, nuestro país siempre se ha tachado de muy poco rico en hidrocarburos, lo que ha desalentado la exploración de recursos dentro de nuestro territorio, tanto de petróleo como de gas. Esto se demuestra en que el índice exploratorio en España, pese a presentar grandes superficies sedimentarias susceptibles de contener yacimientos de hidrocarburos, es bajo comparado a países de su entorno. Por ello, constituye una gran oportunidad al quedar mucho territorio por explorar. Una prueba de ello, es un descubrimiento reciente apodado el Yacimiento de Gas de Viura (La Rioja).

En este contexto, la ACIEP presentó un informe con una estimación realizada por la empresa Gessal (ACIEP/Gessal, 2012), que en su escenario base presenta unos recursos prospectivos estimados de 2.000 Mboe de petróleo y 2.500 Bcm de gas natural tanto convencionales como no convencionales en ambos casos. Actualmente

se trata de la estimación más precisa disponible acerca de los recursos hidrocarburos en España. Por ello, a continuación se describirá brevemente las hipótesis i metodología de dicho estudio.

La metodología que se sigue en el estudio consta de dos partes: una individualización del territorio español en dominios prospectivos y un posterior cálculo del volumen de recursos prospectivos. Para la primera parte, la división en 24 dominios se hace según criterios geológicos y geográficos. En la parte del cálculo, se sigue una estrategia diferente dependiendo de la naturaleza del hidrocarburo, ya sea convencional o no convencional y dentro de éste último si se trata de *shale gas*, *tight gas* o CBM. Debido a que el objeto del trabajo del estudio se centra exclusivamente en el *shale gas*, solo se presentan del informe de ACIEP tanto los dominios como cálculos y resultados obtenidos de este tipo de gas.

Estimación *Shale Gas*

En el proceso de evaluación del volumen de *shale gas* presente en un territorio, se establecen estimaciones para el volumen de recursos asociados a distintos niveles de probabilidad de existencia. La estimación alta, que se corresponde con el percentil P10, la mejor estimación -o estimación base- que recoge el percentil P50 y finalmente la estimación baja que equivale al percentil P90. Cabe destacar que para determinar estos percentiles se asume que el volumen de gas recuperable sigue una función de distribución logarítmica normal.

La estimación de los volúmenes de gas recuperables, así como sus rangos se han calculado mediante el siguiente proceso:

- I. Cálculo del volumen total de roca, a partir de un área y un espesor.
- II. Determinación de la densidad promedio, a partir de diagráfias de sondeos. Con esta densidad y el volumen anterior se obtiene el número de toneladas métricas (tm) brutas de roca. A este valor se le aplica la cuantificación de metros cúbicos de gas por tonelada de roca y los porcentajes de gas libre y adsorbido.

El resultado que se obtiene es un rango de valores en bcm de gas bruto al que posteriormente se le aplica un factor de recuperación de 0,16 (bajo), de 0,22 (medio) o 0,24 (alto). Finalmente, se le aplica otro factor conocido como el “grado de confianza” de los datos de partida, y dicho factor toma valores de 0,95 para una confianza alta, 0,8 para un grado intermedio o 0,65 para un menor grado de conocimiento.

Dominios estudiados

Se ha clasificado y dividido el territorio español en dominios según criterios geológicos y geográficos que presentan características similares en cuanto a implicaciones exploratorias. En la Fig.28.a se muestra dicha distribución del territorio español en dominios, donde los colores representan las diferentes eras geológicas – cenozoico, mesozoico y paleozoico- de las formaciones presentes en estos dominios.

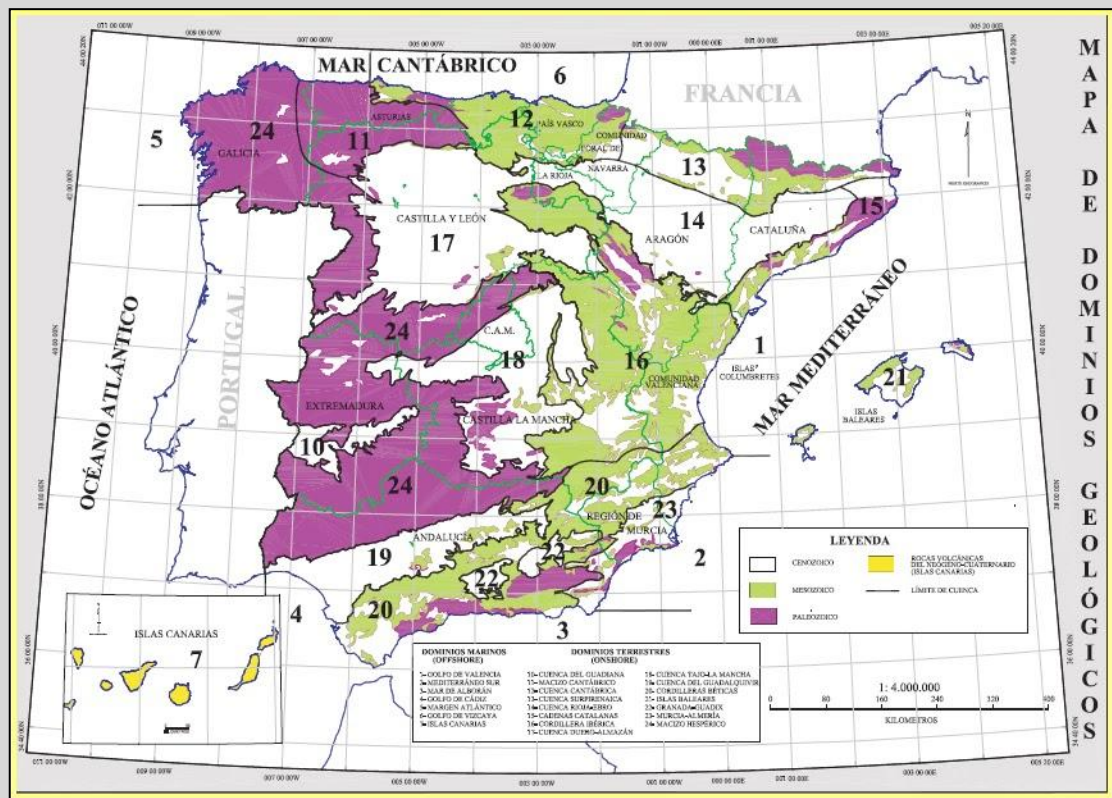


Figura 28.a Mapa de la distribución de los dominios geológicos de España. Fuente: Gessal

Del total de los dominios, se han evaluado las principales formaciones geológicas que presentan indicios de *shale* gas. Estos dominios se han seleccionado en función si cumplen unos requisitos estipulados en los que se considera que pueden albergar *shale* gas. Éstos son que la profundidad máxima del techo de la formación sea inferior a 4.000 y el espesor bruto mínimo de la capa sea de 50 m. A continuación se presenta un breve resumen de los dominios *onshore* donde se ha estudiado la existencia de dicho hidrocarburo:

Cuenca Vasco-Cantábrica (Dominio 11-12). Cuenta con una superficie aproximada de 42.000 km², en el que se han realizado un total de 204 sondeos, lo que equivale a unos 5 sondeos por cada 1000 km². No obstante, de los 204 sondeos realizados, 202 se ha llevado a cabo en el dominio 12, lo que resulta en un ratio de 9 sondeos por cada 1.000 km², y los 2 restantes en el dominio 11, resultando así en una media de 0,1 sondeos por cada 1.000 km².

Pirineos (Dominio 13). Este dominio representa aproximadamente una superficie de 21.000 km² en la que se han realizado un total de 63 sondeos, dando así una media de 3 sondeos por cada 1.000 km².

Cuenca del Ebro (Dominio 14). La cuenca del Ebro ocupa una superficie de unos 41.600 km² a la que se le han hecho 41 sondeos en total. Así pues, se obtiene un ratio de 1 sondeo por cada 1.000 km².

Cadenas Catalanas (Dominio 15). Cuenta con una superficie de unos 11.600 km² donde se han perforado 24 sondeos, lo que representa menos de 2 sondeos por cada 1.000 km².

Cordillera Ibérica (Dominio 16). Este dominio alberga una superficie de aproximadamente 68.000 km² a la que sólo se le han realizado un total de 18 sondeos. Esto hace que sea uno de los dominios con menor número de sondeos por cada 1.000 km² de todos, con un valor medio de 0,26.

Cuenca del Duero (Dominio 17). Ocupa una superficie próxima a los 50.000 km². Se han perforado un total de 16 sondeos al zona, con lo que lo que presenta una media muy baja de 0,32 sondeos por cada 1.000 km², en la línea del dominio anterior.

Cuenca del Guadalquivir (Dominio 19). Representa una superficie total de aproximadamente 23.500 km² en la que se han realizado 90 sondeos, lo que equivale a casi 4 sondeos por cada 1.000 km².

Macizo Hespérico (Dominio 24). Se le considera un área con gran potencial económico y exploratorio en hidrocarburos no convencionales. En la actualidad, hay 2 permisos de investigación de hidrocarburos solicitados.

Figura 28. Descripción de la estimación de recursos prospectivos en el estudio *Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España*.

Resultado y comparación con otras fuentes

Una vez se aplica el proceso de estimación, se obtiene el resultado de recursos prospectivos de cada dominio estudiado individualmente. En la Tab.7 se resume el resultado de los recursos prospectivos de gas no convencional recuperable estimados en volumen de cada uno de los dominios. El resultado total, siempre según Gessal en su estudio para la ACIEP, es un total de 1.977 Bcm o 69,8 tcf en sus estimación base. En la Tab.8 se puede además observar como cambia el resultado según las estimaciones alta y baja.

Dominio Geológico	Shale gas (BCM)
Cuenca Vasco-Cantábrica	1.084
Pirineos	260
Cuenca del Ebro	32
Cadenas Catalanas	15
Cordillera Ibérica	95
Cuenca del Duero	72
Cuenca del Guadalquivir	79
Macizo Hespérico	340
TOTAL	1.977

Tabla 7. Recursos prospectivos según dominio estudiado. *Fuente:* (ACIEP/Gessal, 2012)

En primer lugar, destacar que la cantidad de recursos prospectivos estimados en su estimación media es muy considerable, y más aún si se tiene en cuenta que en España se consumieron en el 2013 un total de 29 Bcm (BP, 2015), pues significa que el gas contenido en el territorio español equivale a unos 65-70 años de consumo nacional.

P90-Baja	P50-Medio	P10-Alta	Unidades
489	1.977	6.545	BCM
17,3	69,8	231,1	TCF

Tabla 8. Recursos prospectivos en España según percentil. Fuente: (ACIEP/Gessal, 2012).

En segundo lugar, resaltar el potencial que ofrece la región de la cuenca vasco-cantábrica, que cuenta con unos recursos prospectivos de 1.084 Bcm, el 55% del total de España.

Por último pero no por ello menos importante, cabe señalar la gran disparidad que presentan entre sí los estudios realizados por distintos organismos sobre los posibles recursos de gas no convencional que alberga España. Esto refuerza la idea defendida anteriormente de que España es un país muy poco explorado y, por tanto, es difícil saber a ciencia cierta su potencial en esta materia. En la Tab.9 se muestran las estimaciones realizadas por el Colegio de Ingenieros de Minas del Centro - COIMCE- y la EIA en comparación con la expuesta en este capítulo.

Por un lado, el informe del COIMCE se basa en la extrapolación para su cálculo. Su metodología consiste en seleccionar las cuencas geológicas, incluso sectores dentro de cada una de ellas, que en España presentan características similares a las que exhiben las productoras de gas de pizarra en EEUU. Así pues, se delimitó una superficie de unos 200.000 km² considerada como adecuada para la extrapolación de los datos de productividad de las cuencas americanas. Después de la extrapolación, se obtuvo el resultado de 1.339 BCM.

Título del Informe	Fuente	Recursos prospectivos		
		BCM	TCF	Años
<i>Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España</i>	Gessal-ACIEP	1.977	69,8	68,2
<i>Extrapolación a España de los recursos exploratorios de shale gas existentes en los EEUU</i>	COIMCE	1.339	47,3	46,2
<i>Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the U.S.</i>	EIA	226	8,0	7,8

Tabla 9. Estimaciones de recursos prospectivos según diferentes fuentes.

Por otro lado, en el informe del EIA destaca que el valor es muy inferior a los otros dos, casi con una relación 10 a 1 con respecto al informe de Gessal. Este hecho se debe a que, tal i como anuncian ellos en su informe, el estudio “se centra solamente en las áreas prospectivas de mayor calidad de cada cuenca de *shale*. No se incluyen cuantitativamente en este informe aquellas áreas de las cuencas que, aún siendo muy probable que contengan *shale* gas, sean de menor calidad”. Con esto, el EIA sólo considera para sus cálculos de recursos prospectivos la unidad Lías margoso del dominio vasco-cantábrico, otorgándole un potencial de 226 Bcm. En cualquier caso, los tres informes convergen en concluir que pese al alto grado de incertidumbre que conlleva la estimación de recursos prospectivos, existe un potencial en España en cuanto a reservas de gas no convencional, en especial en la zona de la cuenca vasco-cantábrica.

5. Modelo de viabilidad económica

Un modelo económico es una representación simplificada, normalmente en términos matemáticos, de una realidad económica. Se usa para realizar predicciones sobre la viabilidad de cierta operación y permite tomar decisiones conociendo de antemano posibles causas y efectos derivados de dicha toma de decisión.

En este estudio se ha elaborado un modelo de viabilidad económica. Este modelo se ha estructurado en dos partes: en primer lugar se ha elaborado un modelo de producción y a continuación se ha construido un modelo económico que, recogiendo los datos de productividad y otros factores de contexto económico, permita determinar la viabilidad económica de un proyecto de extracción de *shale* gas.

En este capítulo, se presentan los modelos creados así como las bases teóricas, hipótesis y principales elementos que lo conforman. Se han creado 4 escenarios para representar la realidad geológico-económica de España y Cataluña. Debido a la falta de exploración del territorio español, no ha sido posible disponer de datos empíricos de dichos escenarios, por lo que se han estimado mediante la extrapolación de datos conocidos de otros yacimientos europeos y americanos. A lo largo de este capítulo se detallan cuales han sido los criterios e hipótesis que han permitido llevar a cabo la extrapolación.

Finalmente, se presentan los resultados de la aplicación del modelo de viabilidad a los 4 escenarios y se ha realizado un análisis de sensibilidad a las variables o inputs del modelo con el fin de identificar que factores influyen más y menos en la viabilidad de un proyecto de estas características.

5.1 Diagrama del modelo de viabilidad económica

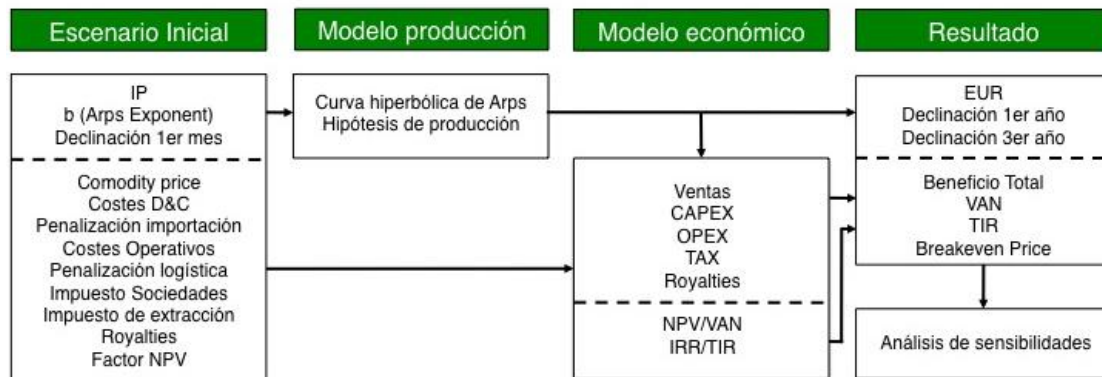


Figura 29. Diagrama del modelo de viabilidad económica

5.2 Modelo de producción

El modelo de producción constituye la primera parte del modelo de viabilidad económica. La modelización del perfil de producción nos permite predecir los volúmenes de gas natural que se podrán extraer de un emplazamiento y la rentabilidad del pozo en un instante determinado.

El modelo está basado en el modelo empírico de Arps (1945), que es el más usado por el sector petrolero. J.J. Arps fue un importante geólogo estadounidense al ser el primero capaz de formalizar en términos matemáticos el perfil de producción de un pozo petrolífero, caracterizando la declinación de la producción a través del tiempo. La principal base teórica bajo la que se sustenta dicho modelo es que la declinación se define como el ritmo instantáneo de disminución de la productividad. No obstante, dicha declinación no es un parámetro constante, por lo que se define la constante de Arps, que representa la velocidad a la cual la declinación cambia. Su expresión es la siguiente:

$$b = -\frac{dD}{dt} = -\frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt}$$

donde

b = constante de Arps

D = declinación

q = producción

si se integra la ecuación anterior, se obtiene

$$\frac{q}{dq/dt} = -bt - C$$

donde C es una constante que representaría la pérdida de flujo en un instante $t=0$. Reordenando la ecuación se obtiene

$$\frac{dq}{q} = -\frac{dt}{C+bt}$$

que es una ecuación diferencial de segundo grado. Finalmente, resolviendo la expresión anterior obtenemos la ecuación de la curva hiperbólica de Arps, que representa la relación entre el ratio de producción y el tiempo de la forma siguiente:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bDt)^{1/b}}$$

donde,

q_t = producción en el instante t

q_i = producción inicial o IP

b = constante de Arps

D = declinación inicial

t = tiempo (meses)

Nótese que las soluciones para el modelo se dan para valores de b entre 0 y 1. Sin embargo, la experiencia muestra que muchos yacimientos de baja permeabilidad dan $b>1$, como por ejemplo el yacimiento Barnett, que promedia una constante de Arps de 1,6 (Rahuma, Mohamed, Hissein, & Giluma, 2013).

Por lo tanto, los inputs que deben definirse en un escenario para poder usar este modelo son: la producción inicial, la constante de Arps b y la declinación inicial. Por otro lado, el output es la producción mensual del pozo que permite fácilmente obtener el EUR -*estimated ultimate recovery*- es decir, la cantidad de gas total producida durante la vida del pozo. Como ejemplo, en la Fig.30 se puede observar el modelo de producción basado en la curva de Arps aplicado a un pozo estándar de la formación Barnett en EEUU.

La ecuación de declinación de Arps conlleva la asunción de unas hipótesis de partida. Éstas son que el pozo siempre es explotado a plena capacidad y que las condiciones de extracción permanecen constantes en el tiempo.

Además, el modelo también añade la hipótesis que la duración de explotación es de 25 años, o lo que es lo mismo, 300 meses. En la realidad, la situación lógica correspondería a explotar el pozo hasta el punto en que los costes de operación superasen a los beneficios producidos por la extracción. Sin embargo, debido a que los costes de explotación se expresan en \$/Mmbtu, es decir, en función de la cantidad de gas natural extraído, el resultado sería una explotación infinita. Por eso, y teniendo en cuenta que la media de tiempo de explotación es de entre 20 a 30 años, se ha decidido escoger la cifra de 300 meses. Finalmente, por la dificultad que introduce en los cálculos, no se han considerado trabajos de refracturación, pues se deberían recalcular todos los parámetros de la declinación hiperbólica.

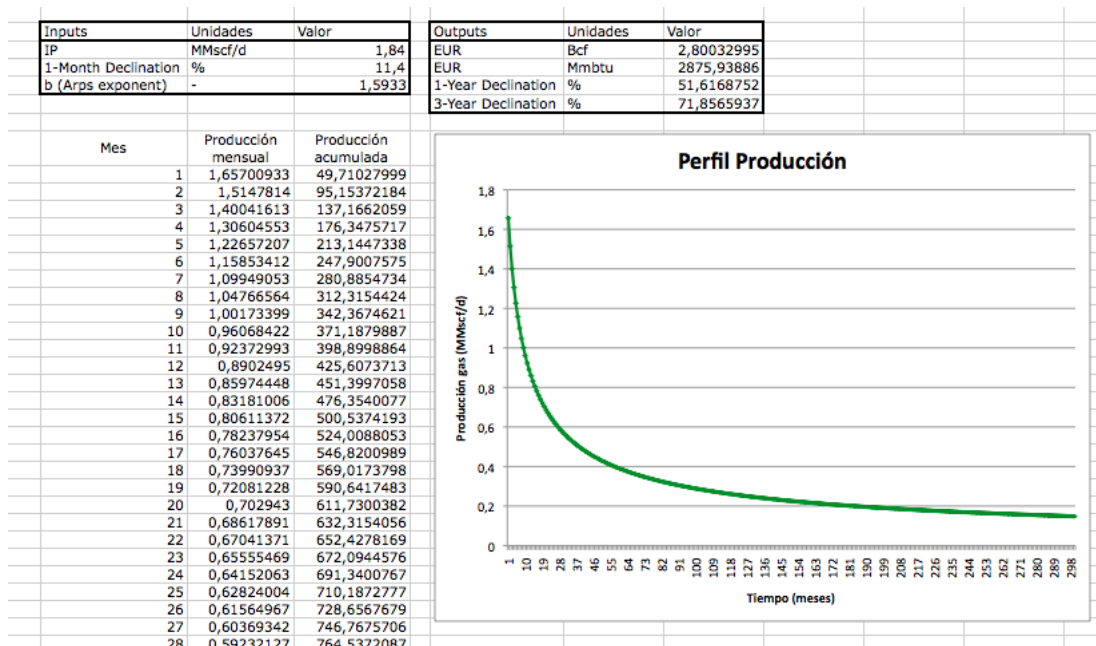


Figura 30. Modelo de producción basado en la curva de Arps aplicado en un pozo de la formación Barnett, EEUU.

Después de asumir estas hipótesis, se ha usado el modelo creado con datos reales de pozos de EEUU para comprobar si era fiable o no. Para hacerlo, se han fijado los datos de IP, b y EUR y se ha observado la declinación que sufrían las curvas al año de producción y a los tres años de producción. De esta forma, se puede comprobar si la curva que describe el modelo se ajusta al perfil de producción real. El resultado ha sido muy satisfactorio. En la Tab.10, se presentan los datos obtenidos en el modelo a partir de los datos reales extraídos de diferentes fuentes (Baihlly, Altman, Malpain, & Luo, 2011) (PostCarbon Institute, 2014).

Reservorio	IP	Declinación 1 año	Declinación 3 años	b	EUR
Barnett	1,840	56%	75%	1,5933	2,8
		52%	72%		
Haynesville	7,880	65%	88%	1,1852	5,5
		70%	86%		
Woodford	2,530	-	74%	0,8436	2,64
		50%	76%		
Fayetteville	2,090	57%	79%	0,6377	2,1
		46%	76%		
Marcellus	3,500	-	76%	-	3,06
		49%	78%		

Tabla 10. Comprobación de la fiabilidad del modelo de producción a través de las declinaciones durante el primer año y el tercero.

5.3 Modelo económico

El modelo económico es la segunda parte del modelo de viabilidad económica y, a partir de los datos de producción, pretende describir el resultado económico de la explotación de un pozo. Para la obtención de dicho resultado, se ha usado la metodología de análisis del flujo de fondos descontados - *Discounted cash flow* en inglés-. Para el cálculo del beneficio neto, indicador de la viabilidad económica, se ha usado el *cash flow* acumulado sin descontar según la siguiente fórmula:

$$BN = ((P \cdot Q) - CAPEX - OPEX - (R + Ie) \cdot P \cdot Q) \cdot (1 - Is)$$

donde

BN= beneficio neto

P= precio del gas

Q= es la producción acumulada

R= royalty

Ie= impuesto de extracción

Is= impuesto de sociedades

Cabe destacar que el factor (1-Is) sólo se aplica en caso de que BN>0. Para el cálculo del valor actual neto (VAN), en cambio, se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+F)^t} - I$$

donde

A_t= flujo de caja en el año t

F= tasa de descuento

t= tiempo en años

I= Inversión inicial, en este modelo se ha considerado el CAPEX

La tasa de descuento permite, entre otras cosas, contabilizar la variación en el valor del dinero, el coste de capital y la rentabilidad exigida al proyecto. Para calcular el flujo de caja de un año t de la explotación, se usa la fórmula presentada para el beneficio neto pero con los datos anualizados y sin contemplar el CAPEX. Así pues, el beneficio neto no es más que el VAN con una tasa de descuento igual a cero. Finalmente, también se han calculado la tasa interna de retorno -TIR en español o IRR en inglés- y el *Breakeven price* -BEP-. El primero representa la rentabilidad media durante la vida del proyecto. La TIR se calcula como la tasa de descuento que hace que el valor actual neto sea cero. Por otra parte, el BEP es el precio al cual debe estar el gas natural en el mercado para que se cumplan las condiciones de rentabilidad previamente fijadas. Es la forma más popular dentro del sector de E&P de valorar si un proyecto es económicamente rentable o no.

A continuación se procede a detallar en qué consisten y como se calculan los parámetros descritos: Ventas, CAPEX, OPEX, Impuestos –TAX- y Royalties.

5.3.1 Ventas

Representa el beneficio de vender el gas natural extraído. El volumen de ventas resulta de la multiplicación del volumen de gas extraído por el precio de mercado de éste. El primer parámetro se obtiene del modelo de producción mientras que el precio del gas natural en el mercado se establece arbitrariamente en los escenarios.

El precio del gas natural no es idéntico en todo el mundo, sino que los precios son regionales y están dominados por tres grandes regiones consumidoras: Asia, Europa y Norteamérica. Dichas regiones son, en gran medida, independientes entre sí y su precio de mercado del gas natural suele referenciarse a un *hub* gasístico de la región. Un *hub* de gas no es más que un mercado organizado de contratación de gas, parecido a un mercado de valores. La transferencia de títulos, realizada anónimamente, se realiza en un mercado electrónico operado por un gestor autorizado, con transacciones virtuales, sin identificar compradores ni vendedores, pero sí con precios públicos. (el economista)

Los principales *hubs* de referencia del mundo son: Henry Hub (EEUU), Japan LNG (Japón), NBP -*National Balancing Point*- (Reino Unido) y AGIP -*Average German Import Prices*- (Alemania). En la Fig.31 se muestra la evolución en los precios del gas en estos principales *hubs*.

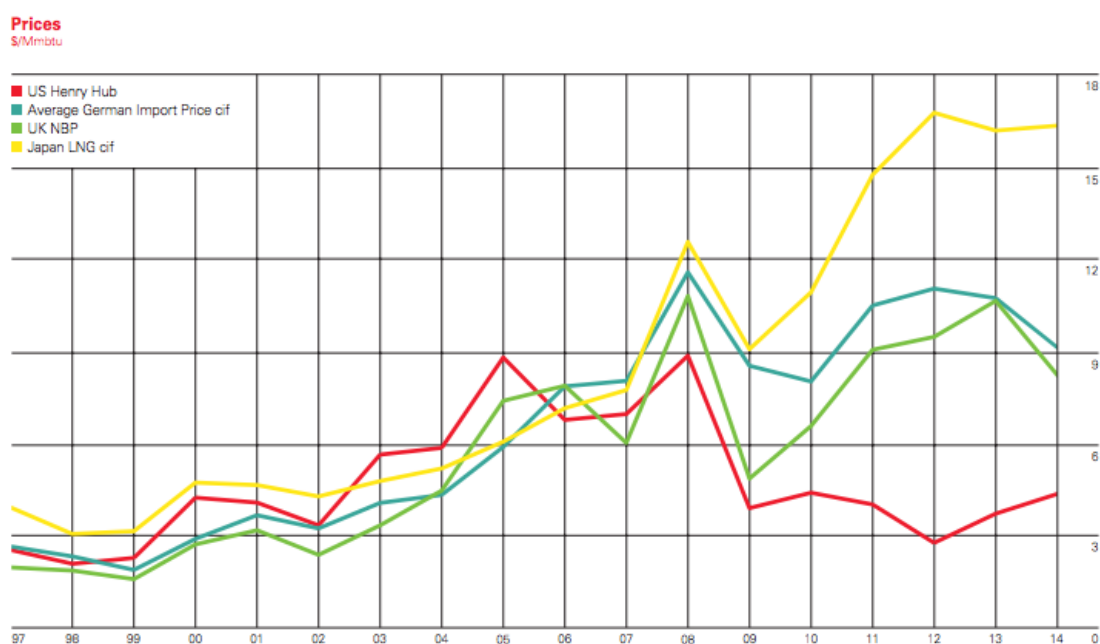


Figura 31. Evolución de los precios del gas natural en los principales *hubs* mundiales. Fuente: (BP, 2015)

Actualmente, como se puede observar en la Fig.31, las diferencias regionales se encuentran en máximos históricos. Este diferencial, a grandes rasgos, es el resultado de la coincidencia de dos hechos:

- La sobreproducción en Norteamérica por efecto del *fracking* ha generado un exceso de oferta que ha resultado en una fuerte bajada de los precios en EEUU. Dicha sobreproducción se puede apreciar en el gráfico de la Fig.32, donde a partir del año 2006 el incremento en la explotación del *shale* gas ha sido casi exponencial.
- La escasez de gas en Japón que, como consecuencia del accidente nuclear de Fukushima, ha creado una demanda muy fuerte de gas natural para la generación de electricidad, lo que ha hecho que los precios subieran en el país nipón (Lacalle & Parrilla, 2014).

Para entender como se formulan los precios en los *hubs* y porqué estos efectos mencionados sólo tienen un impacto regional, es importante entender el funcionamiento de los diferentes mercados del mundo.

En lo relativo a Norteamérica, actualmente cubre sus necesidades con el suministro interno. Por esto, el precio del gas natural en EEUU está completamente basado en una *gas-to-gas competition*, es decir, que se rige según la ley de la oferta y la demanda. Esta compra-venta de gas sucede en los mercados OTC -*over the counter*- de los *hubs* anteriormente citados. Igual que pasa en las bolsas de acciones, estos contratos OTC pueden ser spot -entrega inmediata- o futuros, dependiendo de cuando se realice la entrega de gas.

Dramatic Increase of U.S. Shale Gas Production

Billion Cubic Feet Per Day

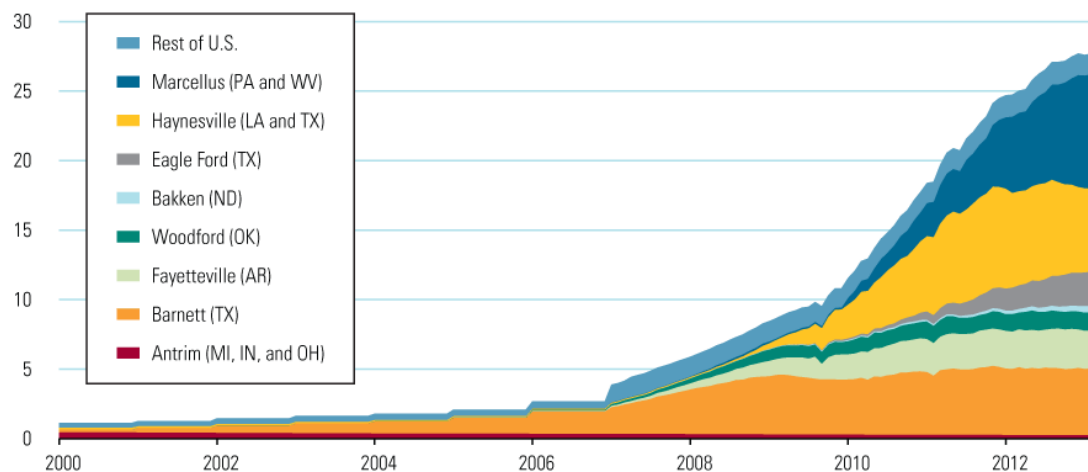


Figura 32. Evolución de la producción de *shale* gas en EEUU Fuente: EIA, U.S. Global Investors.

Por el contrario, Japón y Asia en general se abastecen principalmente de GNL. En los contratos de importación de GNL a estos países, el precio del gas natural está indexado al precio del petróleo. Esto significa que el precio del gas se calcula como la suma de una parte constante -normalmente llamada *base price*- y el *index price* que está referenciado al petróleo. Además, estos contratos de largo plazo suelen incluir una curva S, que protege a los vendedores cuando el precio del petróleo es muy bajo y rebaja los efectos en los compradores de un precio de petróleo alto.

Por último, Europa es la región que consta del mix de abastecimiento más completo: consume gas interno, gas importado por gasoducto y también GNL. Por esto, combina los dos sistemas de precios mencionados. De una parte compra mediante contratos de largo plazo que, aunque históricamente estaban indexados al petróleo como el caso asiático, actualmente es una mezcla de índices del petróleo, los *spot prices* e incluso el precio del carbón. Por la otra parte, el sistema americano de *gas-to-gas competition* gobernado por la ley de la oferta y la demanda. Pese a ser dos tipos de contratos diferentes, al basar una parte del precio a largo plazo en el *spot price* hace que éstos dos estén fuertemente interrelacionados. Análisis de Société Générale y The Economist (International Energy Agency, 2014), constatan que el porcentaje de gas relacionado con el mercado spot se incrementó del 15% en 2008 a casi el 50% en 2013.

Además de las diferencias en la estructura de los mercados, también afecta a la homogeneidad del precio entre distintos *hubs* el hecho de que en el mundo de las energías siempre se produce un efecto “retraso” entre los estímulos de precio y las consecuentes respuestas tanto de la demanda como de la oferta. Esto se debe sobretodo al gran coste de las inversiones que suponen una gran barrera de entrada, como ahora el fracking o en su día el GNL (Lacalle & Parrilla, 2014).

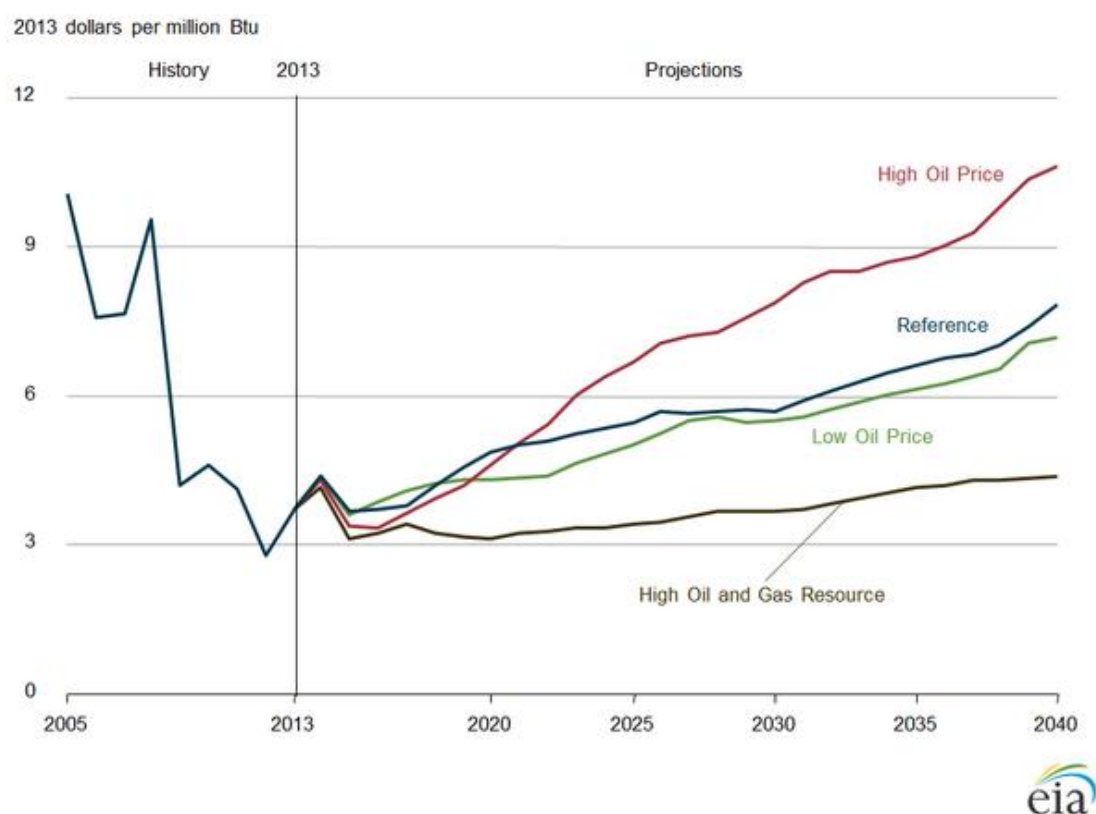


Figura 33. Estimación de la evolución del precio del Henry Hub. Fuente: EIA.

Predecir el precio del gas natural en el futuro es una tarea muy complicada por la gran volatilidad que éste sufre y la gran cantidad de factores de los que depende. Sin embargo, numerosos expertos en la materia publican trabajos con su propia estimación de la tendencia que según ellos va a seguir el precio. Uno de los destacados es la International Energy Agency -IAE- que publica cada año el *World*

Energy Outlook. En su estimación referencia, tal y como se muestra en la Fig.33, la tendencia del precio del gas natural en EEUU es a incrementarse durante las próximas décadas. Asimismo, Deloitte pronostica una subida paulatina similar para los precios en Europa. (Deloitte, 2014)

5.3.2 CAPEX

El CAPEX -del inglés, *Capital Expenditures*- representa los costes de inversión. En el caso de un pozo de shale gas, el CAPEX son lo que se conoce en el sector petrolero como costes D&C -*drilling & completion*- que incluyen los costes de perforación, fracturación hidráulica y la puesta a punto para la producción. El coste de un pozo de *shale* gas es muy variado y oscila entre los 2,5 M\$ y los 10 M\$. En el modelo económico propuesto, en el CAPEX también se contemplan los costes de adquisición del terreno. Hay infinidad de aspectos que pueden afectar al coste D&C, pero uno de los principales es la profundidad a la que se encuentra el yacimiento.

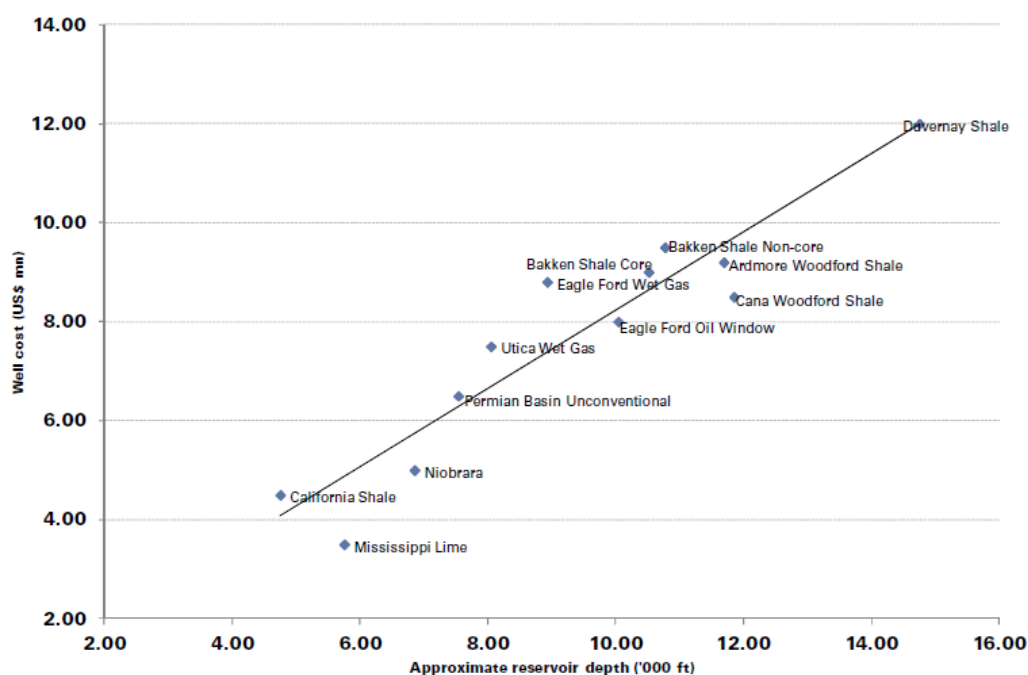


Figura 34. Aumento del coste de un pozo de shale gas en función de la profundidad de perforación.
Fuente: (Goldman Sachs, 2013).

La profundidad a la que se hayan los reservorios de gas no convencional no suelen representar una dificultad técnica pues no suele ser mayor a los 4000m -la perforación más profunda jamás lograda es de una plataforma petrolera en aguas ultra-profundas que registró una marca de 10.685m-. Sin embargo, si que supone una dificultad económica ya que a medida que se incrementa la profundidad, el coste lo hace igualmente. En la Fig.34 se puede observar como la profundidad a la que se encuentran los reservorios y el precio del pozo presentan una correlación lineal positiva (Goldman Sachs, 2013).

Esto se explica porque los componentes de la construcción de un pozo más costosos están muy estrechamente relacionados con la profundidad, como por ejemplo la cementación del pozo: cuanto mayor sea la profundidad, mayor cantidad de cemento será necesario. En la Fig.35 se muestra una tabla con un desglose de los principales costes en la construcción de un pozo en Haynesville, EEUU. El precio que aparece se trata de la media registrada entre los años 2009-2012 (Kaiser & Yu, 2012). Como se puede apreciar, el mayor coste corresponde a la estimulación y control de arena, con un 30,5% del coste total de construcción. A continuación, los costes más significativos serían el equipo de perforación, la perforación dirigida y la cementación del pozo, con un coste del 6,3%, el 6,7% y un 9,9% del coste total respectivamente.

	Cost, \$1,000	Cost, %		Cost, \$1,000	Cost, %
Pre-drill cost	415 (234)	4.1	Completion rig	63 (134)	0.6
Drilling rig	646 (570)	6.3	Labor, supervision	140 (171)	1.4
Labor, supervision	462 (601)	4.5	Wireline services	251 (211)	2.5
Fuel, water, power	266 (120)	2.6	Stimulation, sand control	3,101 (779)	30.5
Mud, additives	405 (257)	4.0	Completion fluids	43 (80)	0.4
Mud logging	24 (49)	0.2	Tubing	185 (127)	1.8
Drill bits	129 (76)	1.3	Wellhead	152 (92)	1.5
Rental equipment	327 (205)	3.2	Rental equipment	468 (367)	4.6
Directional drilling	686 (466)	6.7	Transportation, hauling	61 (80)	0.6
Wireline services	15 (58)	0.2	Production, facility equipment	249 (171)	2.5
Well testing	23 (67)	0.2	Instrumentation	38 (38)	0.4
Fluid disposal	51 (67)	0.5	Site restoration	109 (144)	1.1
Transportation, hauling	58 (97)	0.6	Fluid disposal	31 (50)	0.3
Site maintenance	6 (42)	0.1	Support services	423 (445)	4.2
Casing	1,010 (283)	9.9			
Cement, services	147 (122)	1.4	Total completion cost	5,321 (1,270)	52.3
Support services	184 (278)	1.8	Total construction cost	10,173 (1,886)	100.0
Total drilling cost	4,437 (1,323)	43.6			

Figura 35. Desglose de los costes de CAPEX en un pozo de Haynesville entre los años 2009-2012.
Fuente: (Kaiser & Yu, 2012)

Aunque como se ha dicho antes el precio de un pozo de shale en EEUU no suele sobrepasar los 10M\$, en España conseguir un coste tan bajo por pozo sería muy complicado por la falta de desarrollo de la tecnología. Esto se debe a que en EEUU el fracking es una tecnología más madura que ha experimentado una curva de aprendizaje que les ha permitido reducir drásticamente los costes D&C.

La Fig.36 representa la reducción en el coste de un pozo en función del número de pozos perforados. Se observa que los factores de la curva de aprendizaje que más influyen en la reducción de costes están relacionados con la mejoría de rendimiento de perforación y la disponibilidad de más datos para analizar y sacar conclusiones.

Desgraciadamente, en España no disponemos de este *background* que nos permita reducir tanto los costes, aunque la importación de la tecnología estadounidense permitiría reducir a priori alguno de ellos. Desde Repsol (Moro Morán, 2014) aseguran que nuestra tecnología de fracking sufrirá una penalización de precio respecto la americana de 1,2 a 1,6 veces.

Marcellus D&C Cost Reductions

D&C Cost (US\$ million)

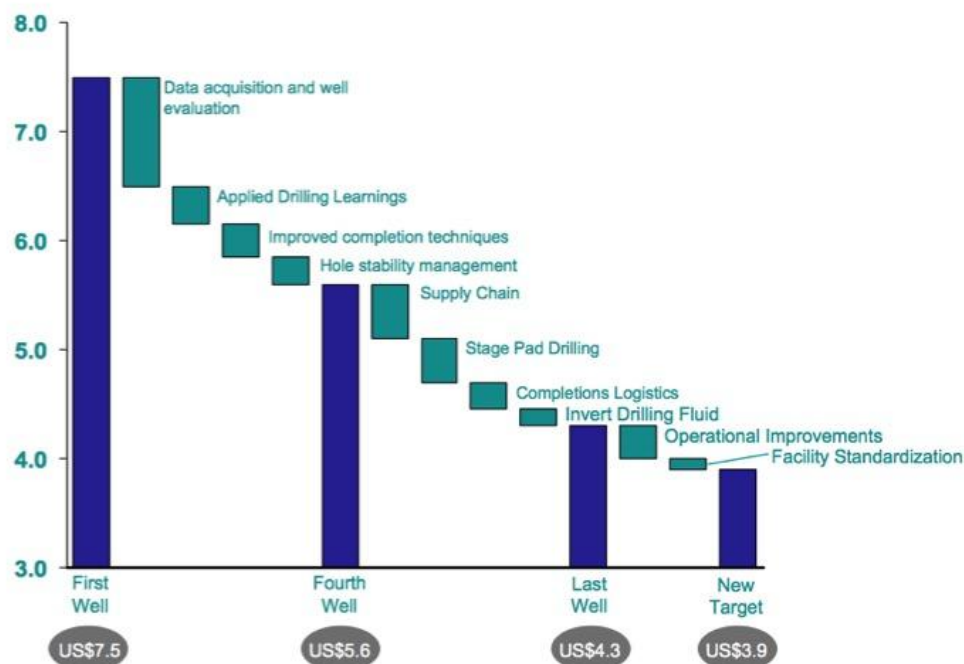


Figura 36. Evolución en la reducción de costes en un pozo el reservorio Marcellus, EEUU.

Fuente: Talisman Energy

5.3.3 OPEX

El OPEX -del inglés, *Operational Expenditures*- representa los costes asociados al funcionamiento de una determinada actividad económica, en este caso, el coste de mantener el pozo de explotación en funcionamiento. El OPEX suele representar entorno al 40% del coste total final de la explotación. Esto contrasta mucho con los gastos operativos de un pozo de gas convencional, que suelen calcularse entorno al 5% del CAPEX. El OPEX se contabiliza en dinero/cantidad de volumen de gas. Para simplificar los cálculos, en este trabajo se ha supuesto que se mantienen constantes en el tiempo.

Al igual que sucede con el CAPEX, la logística operativa del shale gas en España no está tan desarrollada como en EEUU, que ya cuenta con el sector de servicios y suministradores muy desarrollados y próximos a los polos industriales, por lo que para no ser demasiado optimistas con los costes de explotación se ha añadido al OPEX un factor de penalización logística. Repsol estima que el sobrecoste operacional español tendrá un factor de entre 2 y 3 veces el OPEX americano (Moro Morán, 2014).

Un ejemplo para ilustrar como la curva de aprendizaje en la logística ha hecho que en EEUU la extracción sea más productiva es la Fig.37, donde se compara el tiempo que se ha necesitado para alcanzar la extracción total de 150 BCF de los yacimientos más antiguos –Barnett– y los más nuevos –Woodford y Fayetteville–. Esta gráfica permite apreciar un hecho muy claro: respecto a Barnett Shale, la

mejora operativa de cuencas más recientes ha permitido que en un tiempo mucho menor se hayan podido construir el mismo número de pozos –en el caso de Woodford– o incluso superarlo ampliamente en el caso de Fayetteville.

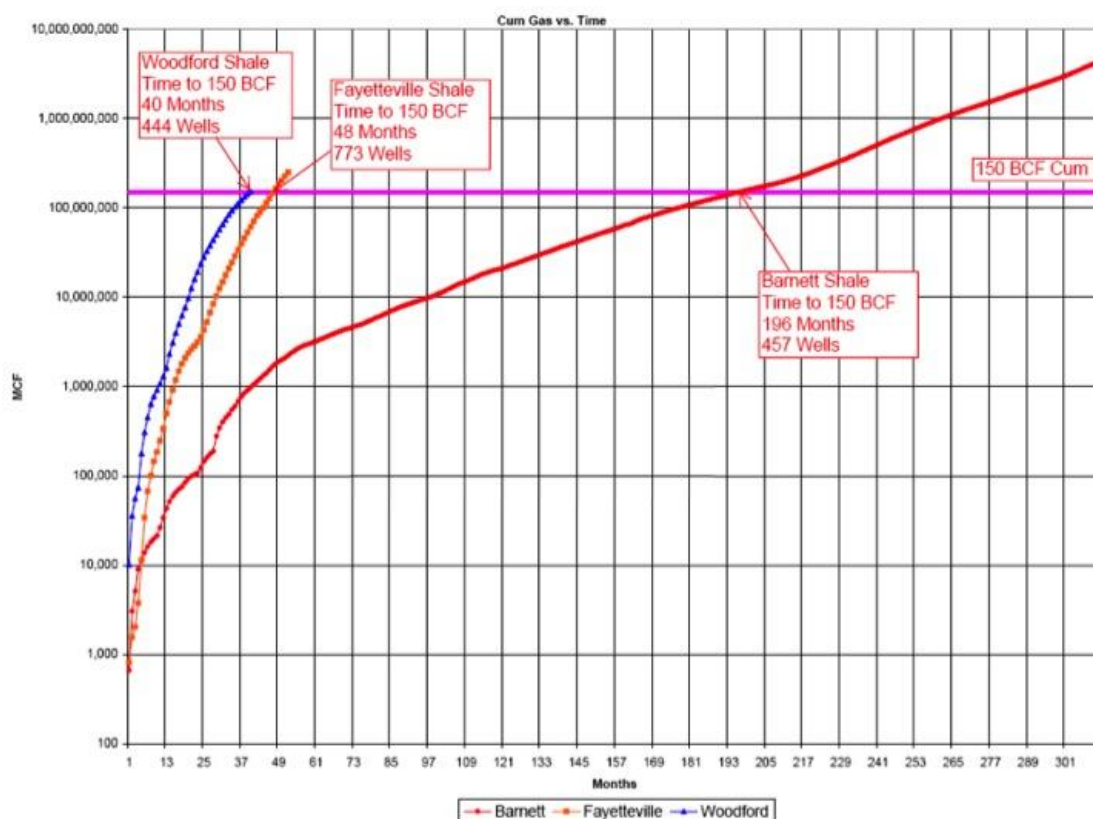


Figura 37. Tiempo necesario para llegar a la extracción de 150 bcf en diferentes yacimientos de EEUU.
Fuente: Repsol

5.3.4 Tax

El *tax* corresponde a los impuestos que se deben pagar al Estado. En este modelo se han contemplado dos tipos de impuestos:

I- El impuesto a sociedades. Es la obligación constitucional contributiva de las personas jurídicas o sujetos pasivos que obtengan una renta. Así pues, grava la renta de las sociedades y demás entidades jurídicas (Agencia Tributaria). Pese que el tipo general en 2014 es del 30%, el tipo para entidades dedicadas a exploración, investigación y explotación de yacimientos de hidrocarburos es del 35%. Sin embargo, según la del BOE del 31 de julio de 2015, este tipo impositivo del 35% se reducirá en 2015 a 33% para finalmente ser del 30% en 2016.

II- El impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados. Es un nuevo impuesto publicado en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, con la que se actualiza la Ley 34/1998. Según reza la ley, este impuesto representa un incentivo para las Comunidades Autónomas y entidades locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación. Por lo tanto, este impuesto está pensado para actuar como *royalty* o compensación para Comunidades y Ayuntamientos.

La base imponible del impuesto estará constituida por el valor de la extracción del gas. El tipo impositivo se establece de acuerdo con dos variables: el tipo de explotación de gas natural y el volumen extraído. En la Fig.38 se observa el diagrama que aparece en el BOE utilizado para el cálculo del tipo impositivo.

Volumen extraído periodo impositivo	Tipo impositivo		
	Explotación marina	Explotación en tierra	
	Convencional	Convencional	No convencional
Hasta 32.850.000 m ³	1 %	3 %	1 %
De 32.850.000 hasta 164.250.000 m ³ ...	3 %	4 %	3 %
Más de 164.250.000 m ³	4 %	5 %	4 %

Figura 38. Tipo impositivo del impuesto de extracción. Fuente: BOE

Teniendo en cuenta que la explotación de gas convencional tiene una escala de impuestos del 3 al 5% y que la misma ley recoge gravámenes al petróleo no convencional del 2 al 8% se puede concluir que esta modificación de la ley supone un impulso a la explotación del gas natural y en concreto al fracking.

5.3.5 *Royalties*

Los *royalties* representan una compensación a los propietarios de los terrenos afectados por las actividades de *fracking*. Según reza el artículo 22 del BOE en la Ley 8/2015 de 21 de mayo, “Los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, salvo los de almacenamientos subterráneos, estarán obligados al pago de una cantidad anual a los propietarios de los terrenos suprayacentes comprendidos dentro del perímetro de referencia de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y demás normativa de aplicación.” Según esta misma ley, la cantidad a abonar a los propietarios es el 1% del valor monetario de la cantidad de hidrocarburos extraído. A diferencia de otros países, los ayuntamientos no recibirán una compensación directa de la compañía que explote el pozo, sino que se les dedicará una parte de los impuestos. Se estima que por un solo pozo de *shale* gas, los ayuntamientos podrían recibir hasta 600.000 euros.

Pese a que los propietarios podrían recibir entre 200.000 y 500.000 euros de media, se trata de una cantidad muy baja sobretodo si se compara con EEUU, donde el porcentaje por *royalty* suele ser muy superior. En la Tab.11 se muestra el *royalty* que se acostumbra a pagar en pozos de los principales yacimientos de gas no convencional en Estados Unidos.

Reservorio	% Royalty
Haynesville	25
Eagle Ford	25
Barnett	22
Woodford	19
Fayetteville	17

Tabla 11. *Royalties* típicos de pozos de *shale* gas en EEUU. Fuente: (Baihy, Altman, Malpain, & Luo, 2011)

Hay que precisar que a diferencia de España, el % correspondiente al *royalty rate* no es sobre el valor monetario de la cantidad de gas natural extraído, sino que en muchos casos se descuenta el gasto de transporte e incluso el gasto en refinamiento, que en total suele representar una reducción del 15% (Muhlenkamp & Company, 2013). Aún así, para un pozo de 5 bcf y suponiendo precios de gas de 4\$/Mmbtu en EEUU y 10\$/Mmbtu en España, el propietario americano recibiría unos 2,97 M\$ por los 0,51M\$ del propietario español, es decir, casi 6 veces menos.

5.4 Escenarios

Para el estudio de la viabilidad económica del fracking en España y Cataluña ha sido necesario definir escenarios que se adecuen a sus características tanto geológicas como técnicas y económicas. Debido a la baja exploración que se ha llevado a cabo en nuestro territorio, hay muy poca información detallada de la geología de la mayoría de reservorios de España: solamente hay datos de la cuenca vasco-cantábrica y en menor medida de la cuenca del Ebro. Por lo tanto, se ha decidido tomar como referencia la cuenca vasco-cantábrica y crear a partir de ella tres escenarios: uno optimista, uno realista y uno pesimista. Aparte de estos tres escenarios, se ha creado un cuarto con los datos de la cuenca del Ebro para el caso catalán. A partir de estos datos se han creado los siguientes escenarios:

Estimación realista cuenca vasco-cantábrica	
Inputs	Valor
IP	2,5Mmscf/d
Declinación 1er mes	11%
b (coeficiente de Arps)	1,5
<i>Commodity price</i>	10\$/Mmbtu
Costes D&C	9,5M\$
Penalización importación	1,5
Costes Operativos	0,7\$/Mmbtu
Penalización logística	2,5
Impuesto sociedades	33%
Impuesto extracción	4%
<i>Royalties</i>	1%
Factor NPV	10%

Tabla 12. Estimación realista de la cuenca vasco-cantábrica.

Estimación optimista cuenca vasco-cantábrica	
Inputs	Valor
IP	4Mmscf/d
Declinación 1er mes	10%
b (coeficiente de Arps)	1,5
<i>Commodity price</i>	9\$/Mmbtu
Costes D&C	9,5M\$
Penalización importación	1,2
Costes Operativos	0,7\$/Mmbtu
Penalización logística	2
Impuesto sociedades	30%
Impuesto extracción	4%
Royalties	1%
Factor NPV	10%

Tabla 13. Estimación optimista de la cuenca vasco-cantábrica.

Estimación pesimista cuenca vasco-cantábrica	
Inputs	Valor
IP	1Mmscf/d
Declinación 1er mes	12%
b (coeficiente de Arps)	1,5
<i>Commodity price</i>	11\$/Mmbtu
Costes D&C	9,5M\$
Penalización importación	1,6
Costes Operativos	0,7\$/Mmbtu
Penalización logística	3
Impuesto sociedades	35%
Impuesto extracción	4%
Royalties	1%
Factor NPV	10%

Tabla 14. Estimación pesimista de la cuenca vasco-cantábrica.

Estimación realista cuenca del Ebro	
Inputs	Valor
IP	1,5 Mmscf/d
Declinación 1er mes	11%
b (coeficiente de Arps)	1,65
<i>Commodity price</i>	10\$/Mmbtu
Costes D&C	8M\$
Penalización importación	1,5
Costes Operativos	0,7\$/Mmbtu
Penalización logística	2,5
Impuesto sociedades	33%
Impuesto extracción	4%
Royalties	1%
Factor NPV	10%

Tabla 15. Estimación realista de la cuenca del Ebro.

5.4.1 Criterios e hipótesis para crear los escenarios

El procedimiento para estimar los valores de los escenarios ha sido comparar los datos de la geología de las cuencas españolas con las principales cuencas de Norteamérica y Europa a fin de poder extrapolar los índices de productividad, costes...etc. En las Tab.23 y Tab.24 del anexo se describen las características geológico-económicas de los principales reservorios de América y Europa así como los dos españoles objetos del estudio. A fin de poder estimar de la forma más precisa posible, se han realizado regresiones para identificar cuáles de las características geológicas mencionadas en capítulos anteriores influyen más y menos en los datos que se pretenden extrapolar al caso español y catalán. Una vez hecha la regresión estadística, se observa el coeficiente de determinación R^2 que indica cómo de bien los datos obtenidos se ajustan al modelo estadístico propuesto. El coeficiente de determinación toma valores de 0 a 1 donde el 0 significa una mala correlación y el 1 representa la correlación perfecta.

En cuanto a los datos de productividad, primero se han contrastado todos los datos geológicos con la IP. Las cuencas europeas han sido excluidas de dicho estudio para la productividad puesto que sus datos geológicos son estimaciones y no datos reales. La característica geológica que mantiene una relación más directa con la producción inicial es el *gas-in-place* -GIP- que, como se puede observar en la Fig.39, contrastando con los datos americanos presenta un coeficiente de determinación $R^2 = 0,96$. Por este motivo se ha utilizado esta característica para realizar la extrapolación de los datos americanos de producción con los españoles. En rojo y amarillo se muestran los datos estimados para los escenarios de estudio de la cuenca vasco-cantábrica y la cuenca del Ebro. Como se puede observar éstas dos también mantienen la correlación lineal.

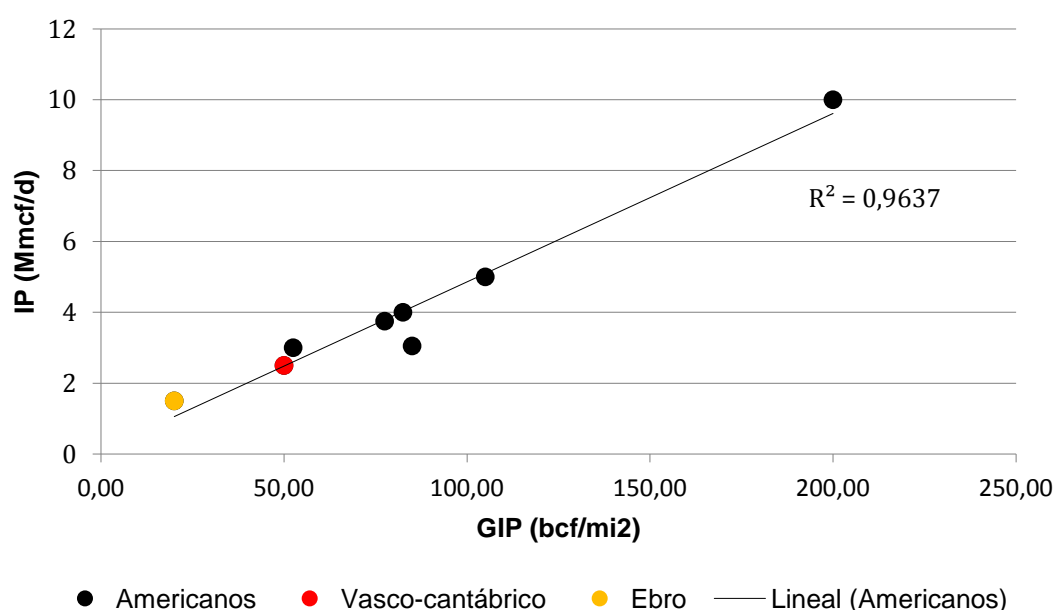


Figura 39. Correlación lineal entre la producción inicial y el gas-in-place. Nota: Se ha omitido los datos del pozo Barnett por dar resultados demasiado dispares.

En el caso de la cuenca del Ebro, al no disponer de datos sobre el gas-in-place, se ha realizado una extrapolación mediante la relación lineal que hay entre el TOC y el GIP comentada en el capítulo de reservas. No obstante, esta relación lineal sólo se mantiene entre datos del mismo yacimiento, por lo que el pendiente de la recta varía según el reservorio (Crain & Holgate, 2014). El factor que determina este cambio en el pendiente se conoce como parámetro del gas. Este hecho se puede observar en la Fig.40 donde la correlación entre los datos de los 7 pozos de referencia presentan una correlación muy baja pero, en cambio, al coger individualmente los puntos correspondientes a cada uno de ellos la linealidad es muy alta.

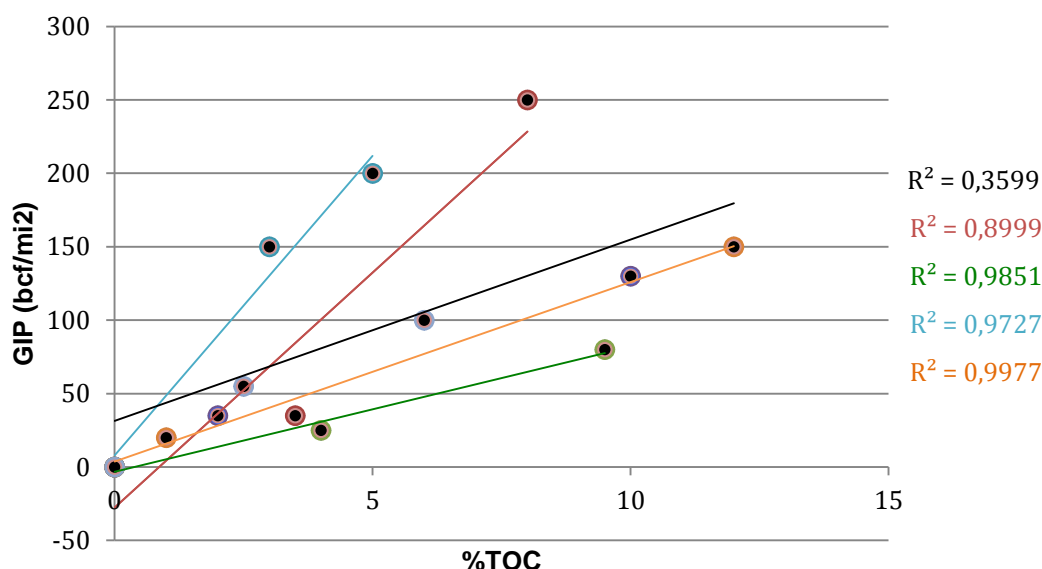


Figura 40. Correlación lineal entre el gas-in-place y el TOC. En colores se diferencian los datos para un mismo pozo.

Nótese que en la figura sólo aparecen dibujadas las líneas de tendencia de 4 de los 7 pozos además de la general con el objetivo de facilitar la visualización. En todos los casos el R^2 era superior a 0,9. Así pues, la extrapolación hecha en el caso de la cuenca del Ebro se ha hecho tomando como parámetro del gas el de la cuenca vasco-cantábrica.

En cuanto a otras propiedades geológicas, tanto la presión como longitud lateral y el grosor han presentado grados de correlación muy bajos, todos inferiores a $R^2=0,3$. La porosidad por su parte ha registrado un R^2 de 0,57, que pese a ser una correlación baja, deja entrever su influencia.

Por lo que hace a los otros dos factores, b y la declinación del primer mes, para facilitar la estimación y puesto que estos parámetros están correlacionados de forma potencial-exponencial por definición y como empíricamente se muestra en la Fig.41, se ha decidido mantener la b constante y solamente variar en los diferentes escenarios la declinación el primer mes, por ser más intuitiva.

Además, como no se ha encontrado ninguna correlación que permita una estimación fiable a partir de los datos americanos, se ha recorrido a la literatura externa para la estimación de su valor. En el caso de la cuenca vasco-cantábrica, en (EIA/ARI, 2013) se describe la estructura de la formación de la cuenca vasco-cantábrica como

muy similar a la formación Bakken, otorgándole una capacidad de almacenamiento de gas adicional. Por este motivo y aunque la formación Bakken es mayoritariamente productora de petróleo, se ha escogido una declinación característica de este reservorio, que es de entre 1,4 y 1,6. En el caso de la cuenca del Ebro, por la falta de información se ha cogido arbitrariamente la declinación del pozo Marcellus (EEUU) por ser la más parecida en cuanto a GIP, producción inicial, TOC y grosor, los únicos datos de la cuenca del Ebro de los que se disponen.

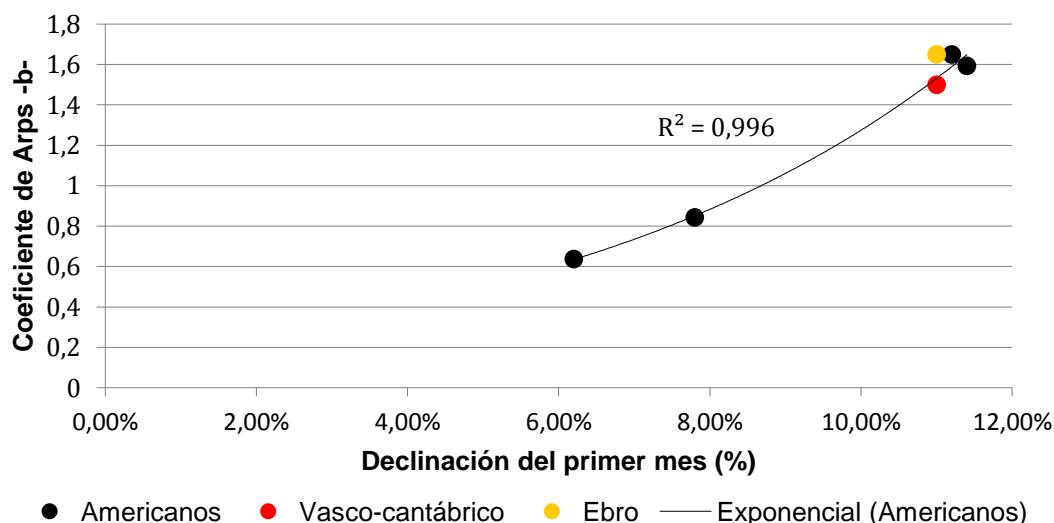


Figura 41. Correlación exponencial entre la declinación del primer mes y el coeficiente de Arps.

Por otro lado, en cuanto a los datos económicos, los royalties y los impuestos vienen fijados por el Estado. Pese a ello, los escenarios recogen 3 valores diferentes de impuesto a sociedades debido a que se corresponden con los impuestos de 2014 -35%-, 2015 -33%- y los establecidos para 2016 -30%-. Otra hipótesis en cuanto a impuestos es que la explotación de una formación se hará desde varios pozos a la vez, por lo que la empresa explotadora superará los 164.250.000m³ -5,8 bcf- y consecuentemente tributará al 4% en el impuesto de extracción.

Para el *comodity price*, se ha escogido en el escenario realista el precio medio en el que ha oscilado durante los últimos tres años tanto el NBP como el AGIP, referentes europeos y que es en números enteros 10\$/Mbtu. Para el caso optimista y pesimista se ha pronosticado una variación del 10% para obtener 11\$/Mmbtu y 9\$/Mmbtu respectivamente. El precio se ha supuesto constante a lo largo de la explotación. No obstante, la previsión vista en capítulos anteriores es que suba, por lo que los resultados serán realistas-conservadores en este aspecto.

Para la estimación de los costes del pozo, se han realizado diversas regresiones lineales como en el caso de la productividad pero ahora con el CAPEX y el OPEX. En cuanto al primero, la relación lineal más fuerte es con los datos de profundidad, aunque con un coeficiente de determinación más pequeño de lo esperado teniendo en cuenta que según *Goldman Sachs Research* constituye el principal *cost driver*

(Goldman Sachs, 2013). No obstante, como se ve en la Fig.42, si se realizan las regresiones respecto a pozos del mismo país se obtiene una correlación mucho más fuerte. Esto puede indicar que la linealidad se mantiene sólo para pozos en entornos económicos parecidos. Aparte de la profundidad, otras características geológicas han presentado cierta correlación con el CAPEX, como por ejemplo la presión y la porosidad, pero su correlación ha sido baja -0,50 y 0,58 respectivamente- como para poder usar estos datos para la extrapolación. Por esta razón, el CAPEX se ha estimado en 9,5M\$ para cuenca vasco-cantábrica, al tratarse del coste de los pozos de Haynesville que presentan profundidades similares. En el caso de la cuenca del Ebro, debido a que la profundidad media es de 2800m, el coste se ha estimado en 8M\$. Además, a este precio se le ha aplicado un factor de penalización por importación de tecnología diferente dependiendo del escenario. El factor de penalización, que Repsol estimaba entre 1,2 y 1,6, se ha escogido atendiendo a los costes europeos, de tal forma que en el escenario realista el coste se situara en la media.

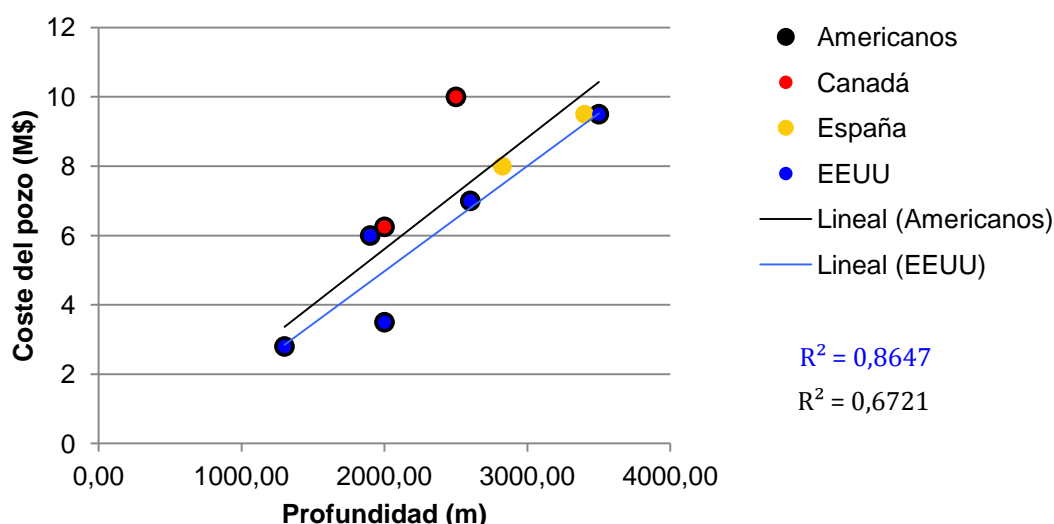


Figura 42. Correlación lineal entre la profundidad y el coste del pozo. En negro se muestra la regresión lineal entre todos los pozos americanos. En azul se muestra la regresión lineal solamente de los pozos estadounidenses.

Finalmente, para el OPEX la correlación más fuerte que se ha encontrado ha sido respecto al EUR como se muestra en la Fig.43. Este dato es lógico pues el OPEX se expresa en \$/Mmbtu y se considera constante en el tiempo mientras la producción decrece hiperbólicamente en el primer tramo y exponencial en el segundo. De esta forma, cada unidad de volumen de gas que se extrae cuesta exponencialmente más y por ende, cuanto mayor la cantidad de gas extraído más caro es el OPEX. Sin embargo, como los factores de penalización logística toman valores de 2 a 3 y la media de costes operativos en Europa se sitúan en torno al 1,78 \$/Mmbtu (Weijermars, 2013), se ha decidido fijar los costes OPEX en 0,7\$/Mmbtu – equivalentes a la media de los pozos de Barnett- y variar la penalización de tal forma que los costes entren en el rango europeo.

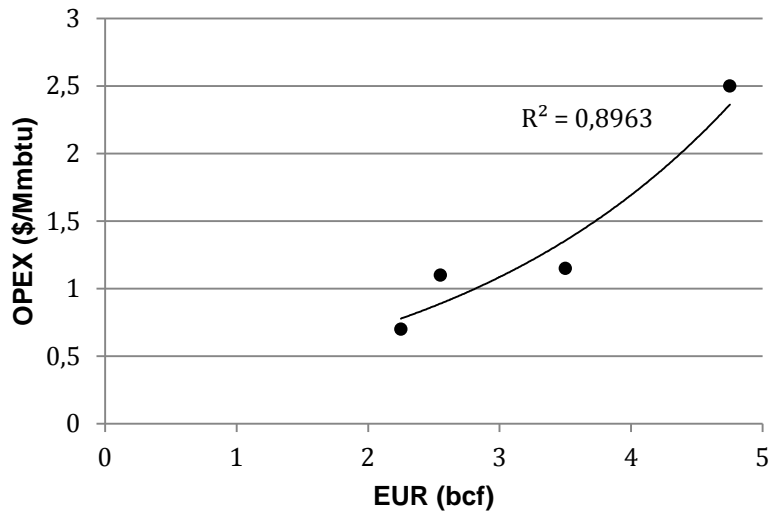


Figura 43. Correlación exponencial entre el EUR y el OPEX.

Los gráficos correspondientes a correlaciones positivas pero bajas como para ser usados para la extrapolación citados a lo largo de este apartado así como el resto de gráficos construidos para este estudio se pueden encontrar en el anexo.

En la Fig.44 se observan el CAPEX y OPEX de pozos de shale gas de distintos países europeos. Las líneas discontinuas representan las medias. Como se puede observar, en el caso del CAPEX tanto para la cuenca vasco-cantábrica como la cuenca del Ebro se han tomado valores inferiores a la media. Esta decisión se debe a 2 motivos:

- El coste de un pozo de shale en Austria es muy alto -24,5M\$- debido a que las profundidades de los reservorios son de 6250m de media. Esto genera una cierta deformación de la media pues todos los pozos a excepción del mencionado se encuentran por debajo.

- Deloitte en 2013 realizó una estimación del coste total de los pozos en función de la cantidad de gas natural extraído. Dicha estimación es de 5,203\$/Mmbtu, con lo que el coste para un pozo de la cuenca vasco-cantábrica sería de 19,46M\$ -por los 20,80M\$ estimados en el escenario realista-, mientras que en el caso de la cuenca del Ebro sería de 12,89M\$ -por los 16,33M\$ estimados-.

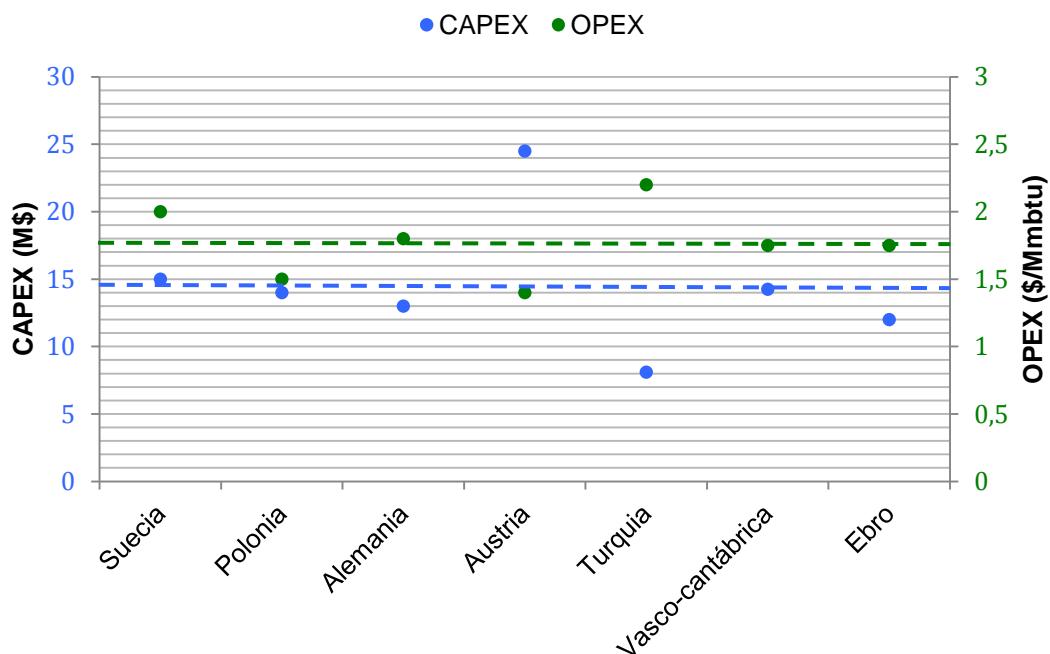


Figura 44. Comparación tanto del CAPEX (azul) como el OPEX (verde) entre diferentes pozos europeos. En línea discontinua se representan las medias aritméticas de cada elemento.

5.5 Resultados

Una vez definidos los escenarios de estudio, se han aplicado al modelo a fin de observar los resultados en cuanto a producción, viabilidad económica y atractivo financiero.

En el aspecto de la producción, el EUR -*estimated ultimate recovery*- así como las declinaciones de producción durante el primer año y los tres primeros años de los diferentes escenarios han sido:

Escenario	EUR	Declinación	
		1er año	3er año
Vasco-cantábrica Optimista	6,145 Bcf	49,66%	70,99%
Vasco-cantábrica Realista	3,643 Bcf	51,71%	72,52%
Ebro Realista	2,412 Bcf	50,38%	70,59%
Vasco-cantábrica Pesimista	1,388 Bcf	53,56%	73,85%

Tabla 16. EUR y declinaciones del primer año y tercer año de los escenarios objeto de estudio.

Por lo que hace al *estimated ultimate recovery* –EUR– lógicamente en la cuenca vasco-cantábrica el escenario optimista es el que consigue extraer mayor cantidad de gas seguido del realista y el pesimista. Por su parte, el escenario realista de la cuenca del Ebro se sitúa entre el escenario realista y pesimista de la cuenca vasco-cantábrica. En general los resultados obtenidos son realistas-conservadores, pues

comprenden EUR desde 1,4 a 6,1 Bcf, cuando los pozos americanos suelen situarse entre los 2 a 7 Bcf.

En cuanto a la declinación de la producción, se observa un resultado esperado en cuanto a los escenarios relacionados con la cuenca vasco-cantábrica. Al mantener el mismo coeficiente de Arps y solamente variar las declinaciones iniciales, el escenario optimista es el que presenta un menor declive mientras que la mayor pérdida la registra el escenario pesimista. Sin embargo, comparando entre escenarios de cuencas diferentes, en la tabla anterior se observa como la pérdida de productividad se suaviza más en la cuenca del Ebro, pues la declinación durante el primer año es superior a la optimista y en cambio al cabo de tres años es menor. Esto implica que la declinación mensual tiene una mayor influencia durante los primeros meses de producción pero el coeficiente de Arps toma protagonismo a medida que pasan los años.

En cuanto a los perfiles de producción, en la Fig.45 se muestran los perfiles de producción de los diversos escenarios así como la producción acumulada. En tonos rojizos se ilustran los escenarios correspondientes con la cuenca vasco-cantábrica y en amarillo la cuenca del Ebro. Se observa que la gran influencia en la productividad es la producción inicial –IP–, pues pese a que cada escenario presenta coeficientes de Arps y declinaciones diferentes, las distintas curvas de perfil son muy parecidas. Otro aspecto que destaca es el hecho que la mitad de la producción total del pozo se consigue entre los primeros 5 a 6 años de los 25 de vida del pozo.

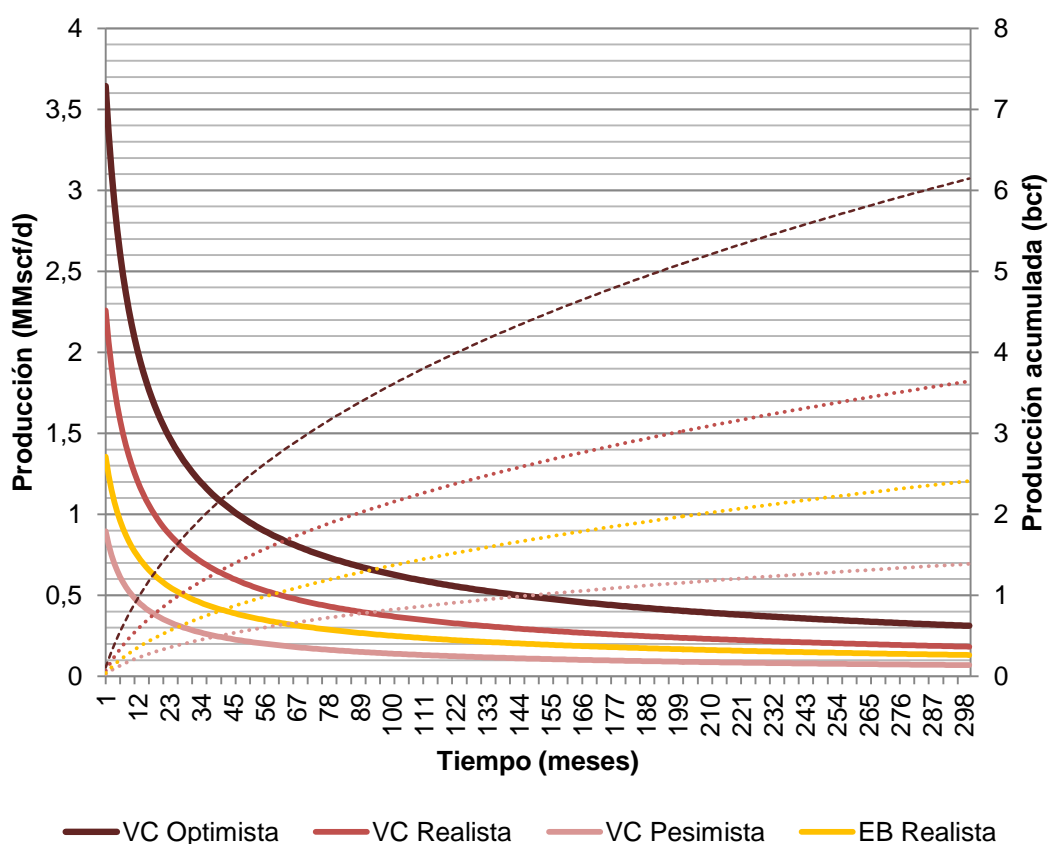


Figura 45. Perfiles de producción y producción acumulada –línea punteada- de los escenarios estudiados.

En el aspecto de la viabilidad económica, los resultados obtenidos son el beneficio neto, la rentabilidad y el *breakeven price* y se reflejan en la Tab.17. El beneficio neto es el beneficio de la explotación del pozo de *shale* gas después de pagar impuestos. Por lo que hace a éste, tres de los cuatro escenarios presentan beneficios considerables y sólo el escenario pesimista no es económicamente viable.

Escenario	Beneficio neto (M\$)	Rentabilidad (TIR)(%)	Breakeven Price (\$/Mmbtu)		
			0%	5%	10%
Vasco-cantábrica optimista	32,00	41,06	3,37	4,45	5,45
Vasco-cantábrica realista	9,88	9,372	5,86	8,15	10,27
Vasco-cantábrica pesimista	-6,01	-4,86	13,44	19,92	25,85
Ebro realista	4,82	4,973	6,95	10,02	12,91

Tabla 17. Beneficio neto, rentabilidad y *breakeven price* de los escenarios estudiados. El *breakeven price* muestra tres resultados en función de la tasa de descuento.

En lo que a rentabilidad se refiere, se ha calculado mediante el TIR -tasa interna de retorno- que es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados. Los tres escenarios positivos en beneficio presentan una alta rentabilidad, aunque seguramente por el alto riesgo asociado al proyecto, solamente resultan atractivos los escenarios optimista y realista de la cuenca vasco-cantábrica.

Por último, el *breakeven price* -BEP- es el precio al cual se debe vender un determinado producto de tal forma que cubra los costes de producción. En el caso del gas natural, el *breakeven price* también suele incluir una cierta rentabilidad fijada con anterioridad. Por esto, en los resultados se ha calculado para una rentabilidad media del 5% y del 10%. La rentabilidad 0% equivalente a solo cubrir costes también se ha calculado. Es una forma muy popular dentro del sector de presentar la viabilidad de un proyecto debido a la fluctuación diaria del precio del gas natural en el mercado.

Como se puede observar en la tabla anterior, suponiendo que el precio de mercado actual es de 10\$/Mmbtu, todos los pozos con excepción del escenario pesimista cubrirían costes sin rentabilidad o con rentabilidad del 5%. Para rentabilidades del 10% sólo la cuenca vasco-cantábrica en sus escenarios optimista y realista serían viables. Por otro lado, el escenario pesimista sólo sería rentable a precios muy elevados del gas, precios que según las estimaciones difícilmente se alcanzarán en el largo plazo y de ningún modo en el corto/medio plazo.

Para poder entender mejor como se obtiene el beneficio, en la Tab.18 se ha desglosado el beneficio en ventas, costes, impuestos y royalties.

Escenario	Ventas	Costes	% CAPEX % OPEX	Impuestos	Royalties
Vasco-cantábrico optimista	69,00M\$	20,24M\$	56,3% 43,7%	16,49M\$	0,694M\$
Vasco-cantábrico realista	37,41M\$	20,79M\$	68,5% 31,5%	6,36M\$	0,374M\$
Vasco-cantábrica pesimista	12,83M\$	18,19M\$	83,9% 16,45%	0,51M\$	0,128M\$
Ebro realista	24,77M\$	16,33M\$	73,46% 26,54%	3,73M\$	0,248M\$

Tabla 18. Desglose del beneficio neto en ventas, costes, impuestos y royalties para los escenarios objeto de estudio.

Observando la tabla anterior, lo primero que resalta es el hecho que los costes -en valor absoluto- son muy parecidos entre los distintos escenarios y la gran variación en el resultado de explotación viene de la mano de las ventas. Esto parece indicar la gran sensibilidad que tiene en el beneficio tanto la producción como el precio del gas en el mercado. Por otra parte, es importante destacar como la distribución del coste entre CAPEX y OPEX cambia mucho entre escenarios, sobretudo entre el escenario optimista y el pesimista de la cuenca vasco-cantábrica. Esto se debe a que el OPEX depende directamente de la cantidad de gas natural extraído y, en consecuencia, cuanto mayor es el EUR mayor influencia del OPEX al total del coste. Por lo que hace a *royalties*, se observa como los resultados de los escenarios más realistas oscilan entre los 200.000-400.000\$, en la línea de las estimaciones que habían realizado las empresas del sector para los pozos españoles, tal y como se ha comentado en apartados anteriores.

En cuanto a impuestos, se componen de los impuestos a sociedades y los impuestos de extracción. Como los primeros sólo se cobran si el pozo da beneficios, en el caso de la cuenca vasco-cantábrica pesimista todos los impuestos son de extracción y por eso son tan bajos. De esta forma, es importante conocer en qué año se recupera la inversión y se empiezan a obtener beneficios porque será un indicador de la cantidad de impuestos que se deberán pagar. En la Fig.46 se muestra la evolución del beneficio acumulado a lo largo del tiempo de explotación del pozo de shale gas en los distintos escenarios.

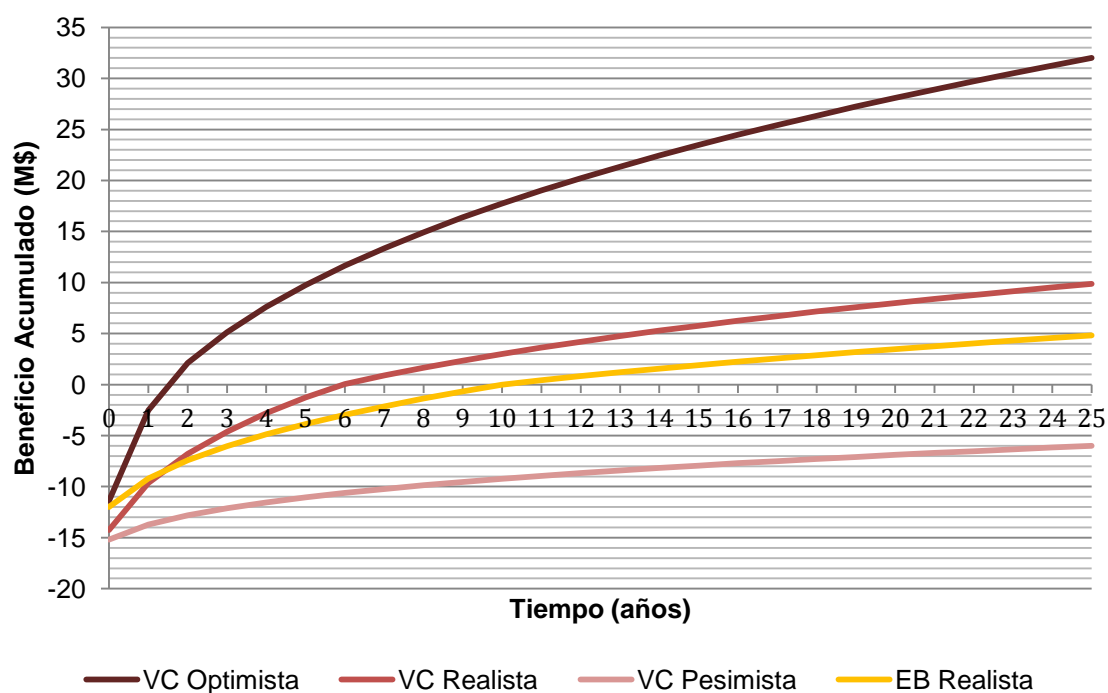


Figura 46. Beneficio acumulado a lo largo del tiempo de los distintos escenarios estudiados.

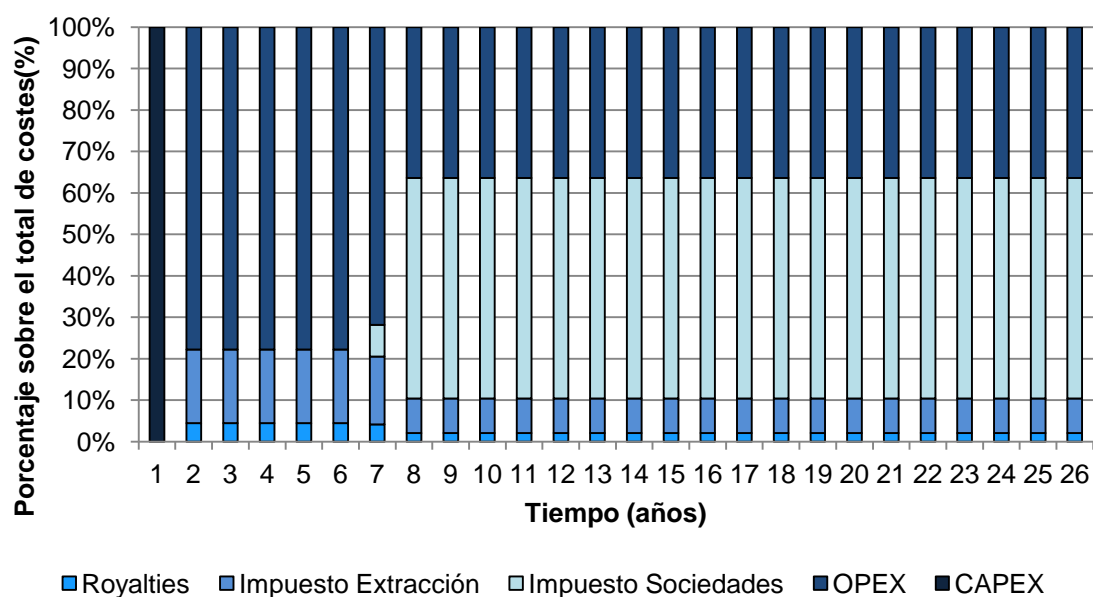


Figura 47. Evolución en porcentaje de los costes a lo largo de la explotación de un pozo de *shale* gas en el escenario realista de la cuenca vasco-cantábrica.

Además, para conocer como afectan los impuestos de sociedades a los costes una vez el pozo ya genera beneficios, en la Fig.47 se muestra la evolución porcentual de los costes totales anuales a lo largo de la explotación del pozo de la cuenca vasco-cantábrica en su escenario realista.

Lo primero que cabe destacar es la gran varianza del periodo de años para recuperar la inversión. Mientras que en el escenario optimista es de apenas 2 años, los escenarios realistas presentan recuperaciones al cabo de 7 y 11 años. Normalmente en EEUU el *payback* se suele situar entorno a los 5-6 años.

En segundo lugar, destacar la gran influencia que tienen los impuestos en el total de los gastos, pues a partir del año de recuperación de la inversión -séptimo año-, éstos representan el 60% aproximadamente de los cuales el 50% es el impuesto a sociedades.

Finalmente, a fin de comparar la competitividad del shale gas extraído en España con el de EEUU, se ha analizado el coste que supone extraer una unidad de gas. Los impuestos y royalties no se han considerado para el cálculo de los costes. Los resultados se detallan en la siguiente tabla:

Escenario	Coste (M\$/bcf)
Vasco-cantábrico optimista	3,4
Vasco-cantábrico realista	5,8
Vasco-cantábrico pesimista	13,2
Ebro realista	6,8
Barnett	1,0
Woodford	1,8
Fayetteville	1,2
Marcellus	1,0
Haynesville	1,1

Tabla 19. Cálculo del coste de cada unidad bcf de *shale* gas extraído en los escenarios estudiados y los principales yacimientos de EEUU.

En la Tab.19 se puede comprobar que los pozos americanos mantienen unos costes/unidad de gas entorno al 1M\$/bcf con excepción de Woodford. Esto permite entrever la gran competitividad del mercado americano de gas natural, un mercado mucho más maduro. En cambio, en España estos costes serían entorno a los 6M\$/bcf en los escenarios más realistas, por lo que no serían competitivos en un mercado globalizado. Sin embargo, al ser el precio del gas natural en mercado europeo mucho menos competitivo, permite que estos proyectos gocen de rentabilidades del 5 al 10% y por lo tanto sean viables económicamente.

Desde un punto de vista más macroeconómico que el estudio que se ha llevado a cabo en este proyecto, Deloitte publicó en 2014 un informe titulado “Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española” (Deloitte, 2014) donde se calcula el efecto que tendría en tres

principales indicadores de la economía española –PIB, empleo y balanza comercial– la explotación de los recursos prospectivos de nuestro país, siendo el *shale* gas alrededor del 80% de dichos recursos.

Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española

En cuanto al PIB, estiman que la contribución alcanzaría en su mayor año los 44.000 millones de euros en 2040, lo que equivaldría a un 4,3% del PIB actual y representa un nivel de contribución superior al de otras actividades como transporte o sector primario. Cabe destacar que esta contribución incluye tanto el efecto directo que supone el 80%, como el efecto indirecto e inducido que suponen el 20% restante.

En cuanto al empleo, Deloitte pronostica que de media se añadirían unos 163.000 puestos de trabajo, donde el año de mayor creación de empleos sería en 2033 con un total de 260.000 empleos. A diferencia que en el caso del PIB, el empleo se distribuiría de forma mucho más uniforme entre las ramas de actividad de efecto directo o indirecto. Concretamente, tan solo el 14% de este empleo correspondería al empleo directo.

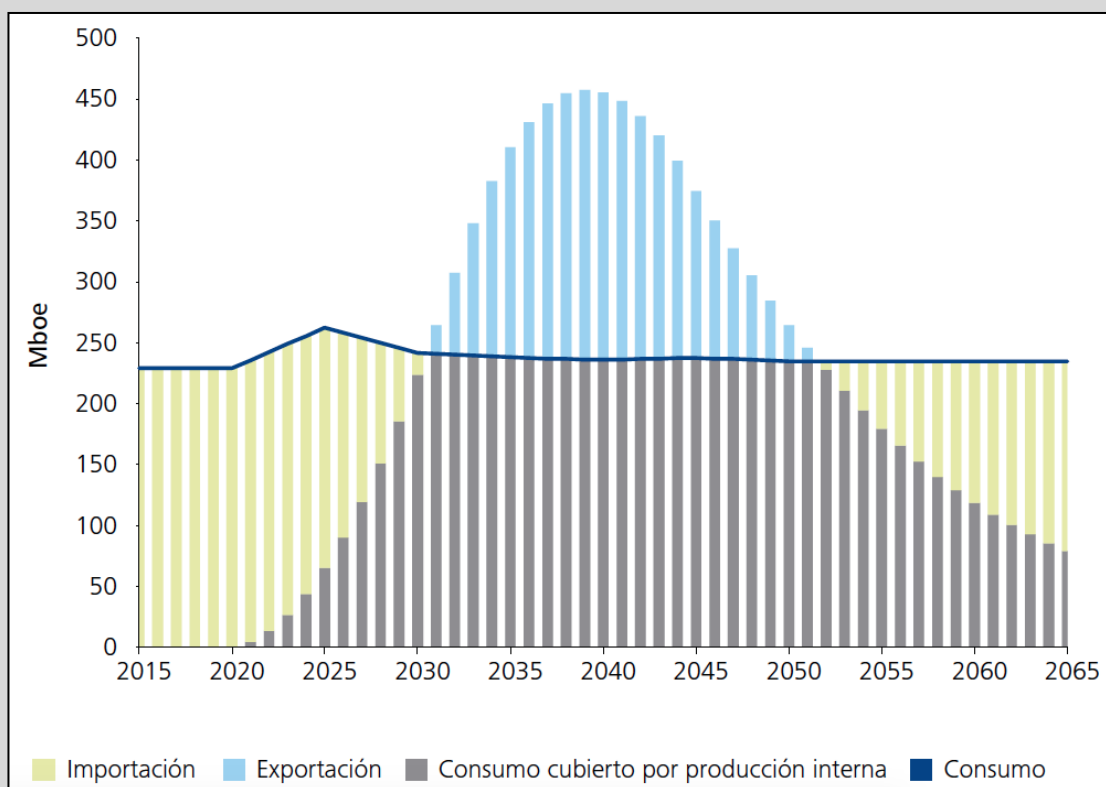


Figura 48a. Balance de importación y exportación de gas natural en caso de la explotación de recursos hidrocarburos en el territorio español. Fuente: Deloitte

Por lo que hace a la balanza comercial -que es la diferencia entre exportaciones e importaciones de un país y que en 2014 en España era de -25.318M€- la contribución máxima sería en 2040 con un valor próximo a los 40.000M€. Además, permitiría que igualar o superar durante 15 años el déficit comercial actual. Un aspecto muy interesante que se estudia en el informe es la balanza comercial concreta del gas natural, la cual actualmente es claramente importadora. Según Deloitte, la explotación de nuestros propios recursos permitiría que esta balanza no sólo se igualara, sino que incluso España fuera exportador neto durante 20 años, entre 2031 y 2051, como muestra la Fig.48a.

Figura 48. Descripción de las conclusiones principales del estudio *Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española*. Fuente: (Deloitte, 2014)

5.6 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una técnica que, al aplicarse para la valoración de una inversión, permite el estudio de la posible variación de los elementos que la componen de tal forma que en función de los criterios de valoración, se cumpla que la inversión es realizable o no. Este análisis se usa como herramienta sobretodo en inversiones que comporten un riesgo ya que permite identificar aquellos elementos que son más sensibles ante una variación.

En el caso de explotación de hidrocarburos, debido a que la valoración de si una inversión se lleva a cabo o no se realiza a partir de estimaciones tanto de los recursos que pueda albergar el subsuelo y como de la producción de los próximos 20 años de vida del pozo, detectar que variables son más sensibles es muy importante.

La metodología empleada ha sido en primer lugar identificar qué variables son más sensibles. Para dicha identificación, se han construido unos gráficos analizando la variación que se produce en ciertos indicadores de viabilidad económica para una variación del 30% de las variables estimadas del escenario realista de la cuenca vasco-cantábrica. En la figura X se observa el efecto de dicha variación en las variables sobre el VAN.

En la Fig. 49 se observa claramente como los parámetros más críticos, debido a su alta sensibilidad a la hora de la estimación de un escenario son, de mayor a menor, el *commodity price*, el CAPEX y la producción inicial. Además, es muy interesante observar como la variación del 30% de las variables afecta de forma distinta si dicha variación es positiva o negativa, es decir, no es proporcional. Por ejemplo, si tomamos los valores del precio del gas natural, se observa que para un aumento del 30% en el precio, el VAN aumenta en 4,04M\$ respecto al escenario realista mientras que para un descenso en el precio del 30%, el VAN se reduce en 4,45M\$. Por lo tanto, no sólo es de vital importancia identificar qué variables son más sensibles, sino también si son más sensibles a una bajada –fruto de una sobreestimación- o una subida de su valor –resultado de una subestimación-. Todos los valores excepto

el CAPEX y el OPEX, son más sensibles a una sobreestimación que a una subestimación.

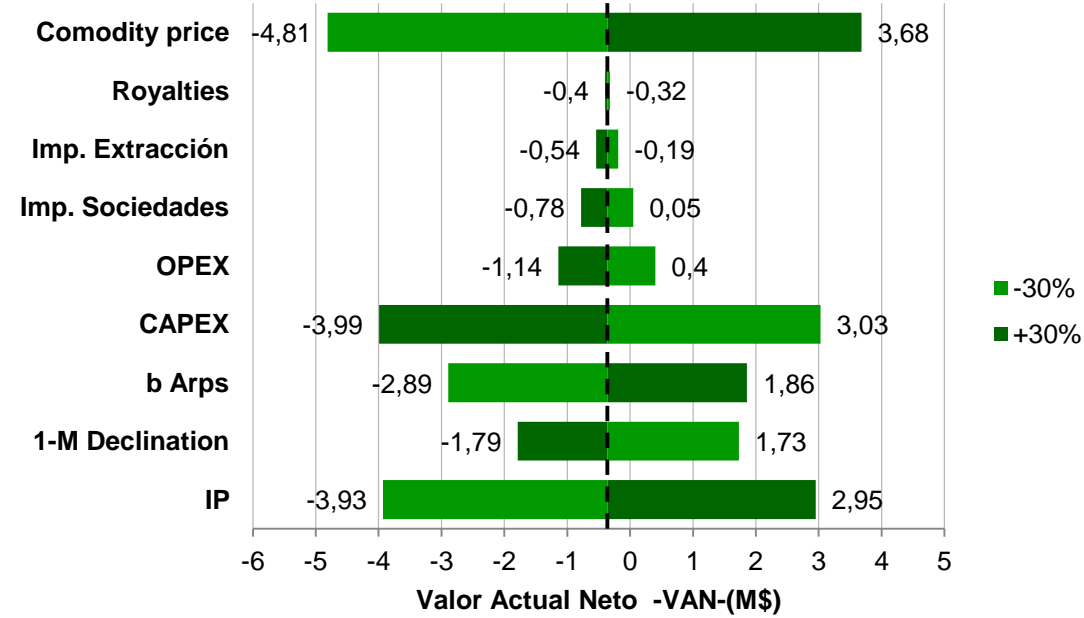


Figura 49. Sensibilidad de las variables respecto al VAN. Nota: El eje vertical cruza por -0,36 M\$, es decir, el VAN del escenario realista. Tanto el CAPEX como el OPEX incluyen sendos factores de penalización.

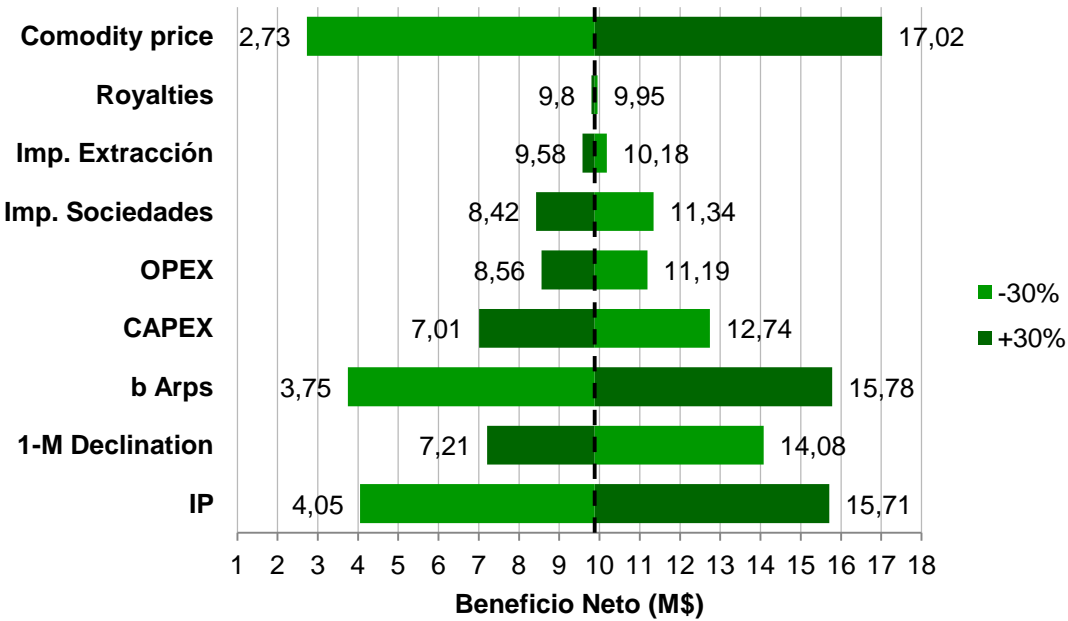


Figura 50. Sensibilidad de las variables respecto al beneficio neto. Nota: El eje vertical cruza por 9,87 M\$, es decir, el VAN del escenario realista.

En la Fig.50, se presenta la sensibilidad en el beneficio neto de una variación en la variable del 30%. Si se compara con el gráfico anterior, se observa un resultado muy importante pues permite reafirmar un resultado obtenido en el apartado anterior. Dicho resultado es que el coeficiente de Arps –b– muestra una especial sensibilidad sobretodo en la parte final de la producción. Esto se refleja en el hecho de que respecto al beneficio neto presenta una gran sensibilidad mientras que para el VAN la sensibilidad es menor. Es importante recordar que el beneficio neto es el equivalente al VAN con una tasa de descuento cero. De esta forma, en el cálculo del VAN la misma ganancia en términos absolutos tiene mayor valor en el presente que en el futuro. Esto queda muy claramente reflejado si se compara la producción inicial con el coeficiente de Arps. En el caso de un aumento del 30% ambos tienen el mismo EUR y el ‘mismo’ beneficio neto -de unos 15,7 M\$- y solamente cambia la forma del perfil de producción pero, en cambio, el VAN es muy diferente -2,95M\$ para la IP +30% por los 1,86M\$ para la b +30%- . Además, si se hace un seguimiento anualizado, se observa como las ganancias empiezan siendo sustancialmente más altas para una IP +30% pero que al cabo de los años es el escenario con una b+30% el que produce más ganancias, eso sí, con una diferencia muy pequeña debido a que la tasa de descuento es alta –10%–. Esto pone de manifiesto que es preferible un pozo que produzca mucho los primeros años con un declive rápido a un pozo con una producción inicial más reducida pero cuyo perfil de producción es más suave.

Un gráfico de sensibilidad muy usado dentro del sector E&P es el que utiliza como indicador de viabilidad económica el *breakeven price*, esto es, el precio al cual debe estar el gas natural en el mercado para que la extracción cumpla una cierta rentabilidad, en este caso se toma el 10% del escenario base.

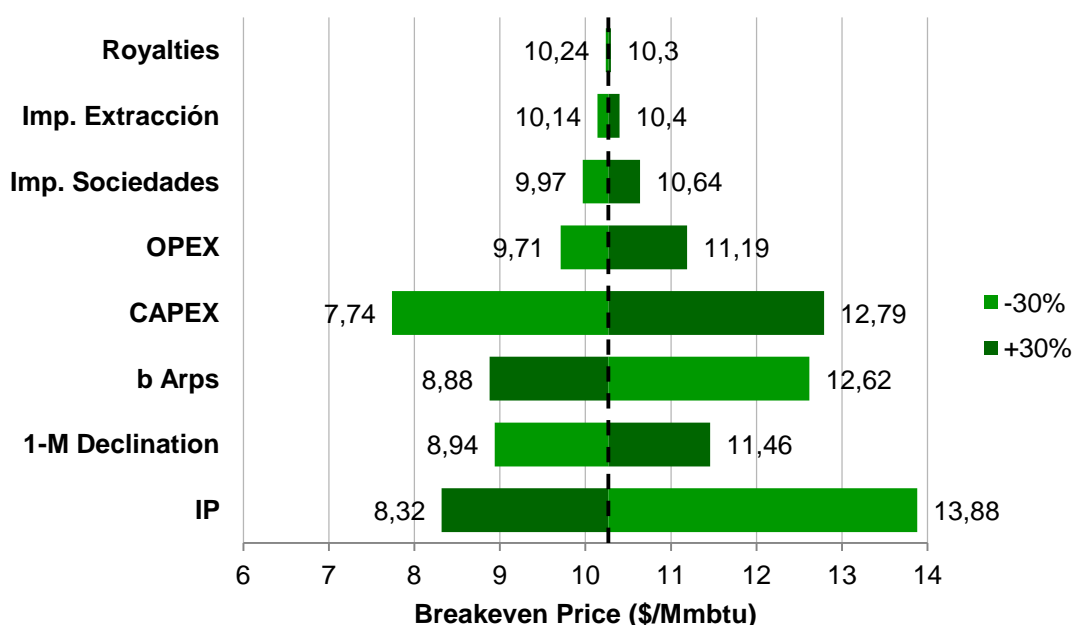


Figura 51. Sensibilidad de las variables respecto al BEP. Nota: El eje vertical cruza por 10,27\$/Mmbtu, es decir, el BEP del escenario realista.

Los resultados que se obtienen son muy parecidos a los anteriores con el VAN pues la tasa de descuento es la misma. Sin embargo, el BEP permite valorar mejor como pequeñas variaciones en determinadas variables pueden provocar que el gas no sea económicamente viable en el mercado o viceversa, como la volatilidad del precio en el mercado –que en los últimos 5 años el precio del gas natural ha oscilado entre los 9-12\$/Mmbtu- puede provocar que una inversión muy rentable pase a ser inviable económicamente. Esto hace que se trate de una inversión de gran riesgo.

Una vez ya observado que las variables más sensibles en el modelo son el precio, la producción inicial y el CAPEX, se ha procedido a la realización de tablas de sensibilidad. Estas tablas de sensibilidad tienen una doble función: en primer lugar, permiten ver mejor el efecto que produce sobre el beneficio neto y el IRR -TIR- una variación en la variable estimada. En segundo lugar, permiten observar la sensibilidad de más de una variable a la vez, es decir, el efecto que tendría en el resultado la variación de dos variables simultáneamente. Para realizar dichas tablas, se ha escogido el beneficio neto en detrimento del VAN porque, aunque éste último sea más realista al incluir una tasa de descuento que permite prever factores como la inflación y la rentabilidad exigida por la empresa, los resultados de viabilidad económica son más intuitivos con el beneficio neto.

En las Tab.20, Tab.21 y Tab.22 se muestran los resultados. Las variaciones que se le han aplicado a las variables han sido el +-20%, +-40%,+-60% y +-80%. El valor de la variable después de dicha variación se muestra en sombreado gris. En azul, se destacan los valores correspondientes con la estimación realista de la cuenca vasco-cantábrica.

BENEFICIO NETO (IP vs PRICE)										
VAR(%)		-80	-60	-40	-20	1	20	40	60	80
VAR(%)		0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5
-80	2	-14,14	-14,03	-13,91	-13,80	-13,69	-13,58	-13,46	-13,35	-13,24
-60	4	-12,72	-11,18	-9,65	-8,11	-6,58	-5,05	-3,51	-1,98	-0,45
-40	6	-11,29	-8,34	-5,38	-2,43	0,35	2,33	4,31	6,29	8,27
-20	8	-9,87	-5,50	-1,12	2,18	5,12	8,05	10,98	13,91	16,85
1	10	-8,45	-2,65	2,11	5,99	9,88	13,76	17,65	21,53	25,42
20	12	-7,03	0,13	4,97	9,80	14,64	19,48	24,32	29,15	33,99
40	14	-5,61	2,03	7,82	13,61	19,40	25,19	30,98	36,77	42,56
60	16	-4,19	3,94	10,68	17,42	24,16	30,91	37,65	44,39	51,13
80	18	-2,77	5,84	13,54	21,23	28,93	36,62	44,32	52,01	59,71

IRR (IP vs PRICE)										
VAR(%)		-80	-60	-40	-20	1	20	40	60	80
VAR(%)		0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5
-80	2	-25,55%	-23,09%	-21,57%	-20,46%	-19,57%	-18,82%	-18,18%	-17,61%	-17,10%
-60	4	-15,20%	-11,68%	-9,31%	-7,41%	-5,77%	-4,29%	-2,92%	-1,61%	-0,36%
-40	6	-11,89%	-7,67%	-4,61%	-1,99%	0,29%	2,04%	3,90%	5,81%	7,77%
-20	8	-9,62%	-4,71%	-0,90%	1,90%	4,67%	7,54%	10,49%	13,51%	16,60%
1	10	-7,80%	-2,18%	1,83%	5,52%	9,37%	13,35%	17,46%	21,69%	26,05%
20	12	-6,23%	0,10%	4,53%	9,30%	14,28%	19,46%	24,79%	30,31%	35,82%
40	14	-4,82%	1,76%	7,32%	13,19%	19,38%	25,79%	32,37%	39,06%	45,96%
60	16	-3,51%	3,54%	10,18%	17,22%	24,62%	32,29%	40,09%	48,18%	56,44%
80	18	-2,27%	5,38%	13,11%	21,36%	30,05%	38,88%	48,09%	57,45%	66,24%

Tabla 20. Beneficio neto y IRR para variaciones en las variables IP (en filas) y *commodity price* (columnas).

Lo primero que destaca al observar la Tab.20 es la gran variabilidad del resultado económico de la explotación de un pozo de shale gas pues, solamente con una variación del 20% en una de las variables la rentabilidad, tanto el beneficio como la TIR se reducen casi a la mitad. No en vano el precio del gas natural y la producción

inicial son las estimaciones más sensibles. Esto pone de relieve lo ya apuntado anteriormente de que se trata de inversiones de alto riesgo. Además, la Tab.20 permite definir límites para los cuales el pozo es económicamente viable o no. Por ejemplo, se puede observar que para una producción inicial de 0,5 Mmcf/d, ni una variación de +80% en el *commodity price* haría el proyecto viable. En el caso contrario, a un precio de gas natural de 4\$/Mmbtu -el actual en el mercado de EEUU- ni siquiera con un incremento del 80% en la producción inicial respecto la estimada conseguiría ser económicamente viable.

BENEFICIO NETO		(CAPEX vs PRICE)									
VAR(%)	VAR(%)	-80	-60	-40	-20	1	20	40	60	80	
VAR(%)		2,85	5,7	8,55	11,4	14,25	17,1	19,95	22,8	25,65	
-80	2	-2,29	-5,14	-7,99	-10,84	-13,69	-16,54	-19,39	-22,24	-25,09	
-60	4	3,23	1,32	-0,88	-3,73	-6,58	-9,43	-12,28	-15,13	-17,98	
-40	6	7,99	6,08	4,17	2,26	0,35	-2,32	-5,17	-8,02	-10,87	
-20	8	12,75	10,84	8,93	7,02	5,12	3,21	1,30	-0,92	-3,77	
1	10	17,52	15,61	13,70	11,79	9,88	7,97	6,06	4,15	2,24	
20	12	22,28	20,37	18,46	16,55	14,64	12,73	10,82	8,91	7,00	
40	14	27,04	25,13	23,22	21,31	19,40	17,49	15,58	13,67	11,76	
60	16	31,80	29,89	27,98	26,07	24,16	22,26	20,35	18,44	16,53	
80	18	36,56	34,66	32,75	30,84	28,93	27,02	25,11	23,20	21,29	

IRR		(CAPEX vs PRICE)									
VAR(%)	VAR(%)	-80	-60	-40	-20	1	20	40	60	80	
VAR(%)		2,85	5,7	8,55	11,4	14,25	17,1	19,95	22,8	25,65	
-80	2	-12,17%	-15,62%	-17,43%	-18,65%	-19,57%	-20,30%	-20,90%	-21,42%	-21,87%	
-60	4	15,85%	2,94%	-1,19%	-3,94%	-5,77%	-7,12%	-8,18%	-9,05%	-9,78%	
-40	6	42,83%	14,86%	6,46%	2,50%	0,29%	-1,58%	-3,08%	-4,26%	-5,24%	
-20	8	70,89%	28,00%	14,54%	8,27%	4,67%	2,35%	0,78%	-0,46%	-1,71%	
1	10	98,09%	41,71%	23,12%	14,38%	9,37%	6,15%	3,91%	2,28%	1,05%	
20	12	125,20%	56,20%	32,13%	20,76%	14,28%	10,11%	7,23%	5,11%	3,50%	
40	14	152,24%	69,81%	41,34%	27,46%	19,38%	14,21%	10,64%	8,04%	6,05%	
60	16	179,21%	83,42%	50,93%	34,21%	24,62%	18,44%	14,16%	11,04%	8,67%	
80	18	206,12%	97,01%	60,38%	41,15%	30,05%	22,77%	17,77%	14,13%	11,36%	

Tabla 21. Beneficio neto y IRR para variaciones en las variables CAPEX (en filas) y *commodity price* (columnas).

BENEFICIO NETO		(IP vs CAPEX)									
VAR(%)	VAR(%)	-80	-60	-40	-20	1	20	40	60	80	
VAR(%)		0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	
-80	2,85	1,98	5,86	9,75	13,63	17,52	21,40	25,29	29,17	33,06	
-60	5,7	0,07	3,95	7,84	11,72	15,61	19,49	23,38	27,26	31,15	
-40	8,55	-2,75	2,04	5,93	9,81	13,70	17,58	21,47	25,35	29,24	
-20	11,4	-5,60	0,13	4,02	7,90	11,79	15,67	19,56	23,44	27,33	
1	14,25	-8,45	-2,65	2,11	5,99	9,88	13,76	17,65	21,53	25,42	
20	17,1	-11,30	-5,50	0,20	4,08	7,97	11,85	15,74	19,62	23,51	
40	19,95	-14,15	-8,35	-2,55	2,17	6,06	9,94	13,83	17,71	21,60	
60	22,8	-17,00	-11,20	-5,40	0,26	4,15	8,03	11,92	15,80	19,69	
80	25,65	-19,85	-14,05	-8,25	-2,46	2,24	6,12	10,01	13,89	17,78	

IRR		(IP vs CAPEX)									
VAR(%)	VAR(%)	-80	-60	-40	-20	1	20	40	60	80	
VAR(%)		0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	
-80	2,85	9,37%	30,48%	53,52%	75,90%	98,09%	120,22%	142,29%	164,31%	186,29%	
-60	5,7	0,13%	9,37%	19,58%	30,48%	41,71%	53,52%	64,80%	75,90%	87,00%	
-40	8,55	-3,87%	3,04%	9,37%	16,07%	23,12%	30,48%	37,90%	45,58%	53,52%	
-20	11,4	-6,20%	0,13%	4,58%	9,37%	14,38%	19,58%	24,94%	30,48%	36,02%	
1	14,25	-7,80%	-2,18%	1,83%	5,52%	9,37%	13,35%	17,46%	21,69%	26,05%	
20	17,1	-9,00%	-3,87%	0,13%	3,04%	6,15%	9,37%	12,67%	16,07%	19,58%	
40	19,95	-9,95%	-5,16%	-1,49%	1,33%	3,91%	6,61%	9,37%	12,20%	15,10%	
60	22,8	-10,74%	-6,20%	-2,80%	0,13%	2,28%	4,58%	6,95%	9,37%	11,84%	
80	25,65	-11,41%	-7,06%	-3,87%	-1,11%	1,05%	3,04%	5,10%	7,22%	9,37%	

Tabla 22. Beneficio neto y IRR para variaciones en las variables IP (en filas) y el CAPEX (columnas).

En las tablas Tab.21 y Tab.22 se vuelven a reflejar aspectos comentados para la Tab.20, como el alto riesgo y la presencia de límites para los cuales la inversión no es viable económicamente. Además, permiten confirmar que la variable con más sensibilidad es el precio de mercado, seguida de la IP y finalmente el CAPEX. Para estas dos últimas, destaca que a diferencia que con el precio, no se establecen límites de viabilidad, es decir, que incluso para un aumento del 80% en el coste del pozo con la IP del escenario realista aún sería rentable.

Finalmente, resulta muy interesante observar como en la matriz IRR de la Tab.22, los valores de la diagonal son iguales, indicando linealidad para variaciones iguales en la producción inicial y el CAPEX. Así pues, para que un pozo de shale gas que ha costado un 20% más se requiere que la producción inicial sea un 20% superior a fin de mantener la rentabilidad estimada en escenario realista.

6. Conclusiones

El contexto mundial en materia de energías está cambiando. Se está avanzando hacia un mundo más diverso en cuanto a fuentes de energía y en el que el gas natural –y en especial el shale gas- es un recurso que está adoptando un papel cada vez más protagonista. Prueba de ello es que la demanda mundial se prevé que aumente durante las próximas décadas. En este contexto, se ha analizado cuáles son las posibilidades de España –país que actualmente el 99% del gas natural que consume- en esta materia mediante un estudio de viabilidad económica de la explotación de un pozo de shale gas.

En cuanto al potencial del territorio español para albergar reservas de gas natural, existen grandes divergencias entre las estimaciones de diferentes fuentes pues éstas varían entre los 69,8tcf, los 47,3tcf y los 8tcf. Sin embargo, debido a la falta de exploración en nuestro país, todas estas estimaciones están basadas en cálculos de recursos prospectivos, lo que conlleva un alto grado de incertidumbre. En cualquier caso, se ha llegado a la conclusión de que existe potencial. Por este motivo, resulta de capital importancia llevar a cabo campañas de exploración.

En cuanto a la técnica del *fracking*, se ha observado que aunque se trata de una técnica madura, sigue evolucionando tanto técnica como económicamente. Si bien es cierto que es una técnica de garantías como se ha demostrado en EEUU, no es menos cierto que la utilización del fracking conlleva una serie de impactos medioambientales importantes. Se ha identificado que los impactos más desfavorables de dicha técnica están relacionados con el uso del agua, la huella superficial y la emisión de gases.

Por lo que hace al primero, destacar que es la fuente de energía que consume menos agua en el proceso de generación de energía secundaria. No obstante, es importante remarcar que una parte del agua que se usa en el fluido de fracturación se pierde dentro del reservorio y otra parte es reutilizada para más procesos de fracturación, por lo que no toda el agua del proceso es devuelta al ciclo hídrico. Este aspecto es una de las principales líneas de evolución de la técnica, que pretende usar otros fluidos de fracturación como el CO₂. En segundo lugar, la huella superficial sigue siendo muy grande pese a los avances en perforación dirigida que

han permitido reducirlo a una dieciseisava parte. Por este motivo, la longitud lateral a la que es capaz de perforar un pozo es otro de los aspectos técnicos en que se emplean más recursos para que evolucione. Finalmente, el gas natural suele considerarse una energía limpia debido a que su combustión es más limpia que la del carbón u otros hidrocarburos como el petróleo. Sin embargo, en este análisis se ha podido observar como la extracción de *shale* gas libera una gran cantidad de metano, gas que contribuye al efecto invernadero.

Por lo que hace al análisis de viabilidad económica, éste se ha estructurado en un modelo de producción basado en las curvas hiperbólicas de Arps y un modelo económico basado en el cálculo del *discounted cash flow*. Para la estimación de los inputs de ambos modelos se han realizado regresiones estadísticas de datos americanos y europeos para determinar qué características geológicas de un reservorio influyen en cada input de forma que sea la extrapolación cree escenarios realistas y precisos. El resultado ha sido que para los inputs relacionados con el modelo de producción, el GIP –*gas-in-place*– así como el %TOC –*total organic carbon*– son las características geológicas más determinantes. Por otra parte, en el modelo económico, la principal correlación para el CAPEX ha sido la profundidad y, en menor grado, se ha percibido la influencia de otras propiedades geológicas como la porosidad o la presión. Tanto el OPEX como los royalties e impuestos se ha concluido que dependen del entorno económico del proyecto.

Una vez creados los escenarios y aplicados al modelo, los escenarios optimista y realista de la cuenca vasco-cantábrica así como el escenario realista de la cuenca del Ebro han resultado económicamente viables y rentables. Por otro lado, el escenario pesimista de la cuenca vasco-cantábrica no ha resultado económicamente viable.

Los EUR de cada escenario se han situado en la media estadounidense. Sin embargo, debido al sobre coste de la tecnología en nuestro país, el coste de cada unidad de gas natural extraído en los escenarios realistas es aproximadamente 6 veces superiores a los pozos americanos, que se sitúan en torno al 1M\$/bcf. Esto se ha puesto de manifiesto en el cálculo del *breakeven price*. Por lo tanto, el hecho que los escenarios hayan sido rentables se debe al alto precio de mercado en Europa del gas natural.

Finalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad para identificar las variables del modelo de viabilidad que más influyen en el resultado. Éstas han sido, por orden, el *commodity price*, la producción inicial –IP– y el CAPEX.

7. Bibliografía

ACIEP/Gessal. (2012). *Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España*.

Agencia Tributaria. (n.d.). Retrieved Agosto 2015, from www.agenciatributaria.es

American Oil & Gas Historical Society. (2014). A Fracking history.

Baihy, J., Altman, R., Malpain, R., & Luo, F. (2011). Study Assesses Shale Decline Rates. *The American Oil&Gas Reporter*.

BBVA Research. (2014). *El sector energético chileno en perspectiva*. Santiago de Chile.

BNK España. (n.d.). *Fases de un proyecto de investigación*. Retrieved Julio 2015

Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez-Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2007). Producción de gas desde su origen. *Oilfield Review*.

BP. (2015). *BP Energy Outlook 2035*. Londres.

BP. (2015). *BP Statistical Review of World Energy June 2015*.

Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. (2013). *Gas no convencional en España, una oportunidad de seguro*.

Crain, E. R., & Holgate, D. (2014). A 12-step program to reduce uncertainty in kerogen rich reservoirs.

David Page. (2015, Febrero 06). La próxima revolución mundial vendrá del hielo. *Expansión*.

Davies, R., Foulger, G., Bindley, A., & Styles, P. (2013). *Induced Seismicity and Hydraulic Fracturing for the Recovery of Hydrocarbons*. Durham.

Deloitte. (2014). *Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española*. Madrid.

Department of energy. (n.d.). *Department of Energy*. Retrieved Junio 2015, from www.energy.gov

EIA/ARI. (2013). *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries*.

Euzen, T. (2011). *Shale gas, an overview*. Ifp Technologies.

Fox, J. (Director). (2010). *Gasland*.

Galp. (n.d.). Retrieved 07 2015, from <http://www.galpenergia.com/ES/agalpenergia/Os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Paginas/Cadena-de-valor-del-gas-natural.aspx>

Goldman Sachs. (2013). *380 projects to change the world*. Londres.

Halliburton. (n.d.). *Halliburton*. Retrieved Agosto 2015, from www.halliburton.com

Howarth, R. W., Santoro, R., & Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*.

- International Energy Agency. (2014). Market Analysis and Forecasts to 2019. *Gas Medium-Term Market Report 2014* .
- Kaiser, M. J., & Yu, Y. (2012, Setiembre 01). Economic operating envelopes characterized for Haynesville shale. *Oil&Gas Journal* .
- Kuhn, M., & Umbach, F. (2011). *Strategic Perspectives of Unconventional gas: A game changer with implications for the EU's energy security*. Londres: European Centre for Energy and Resource Security.
- Lacalle, D., & Parrilla, D. (2014). *La madre de todas las batallas*. Barcelona: Deusto.
- Marfil, R., Dorronsoro, C., Permanyer, A., & Aguiló, R. (1993). Propiedades petroestructurales de rocas madre de petróleo. Pizarras bituminosas del cretácico superior de la cuenca vasco-cantábrica. *Geogaceta* .
- Marzo, M. (2008). Recursos convencionales y no convencionales de petróleo y gas. *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra* , 218-228.
- Matesanz, J. (2013). *Repercusiones territoriales de la fracturación hidráulica o "fracking" en Cantabria, Burgos o Palencia. Los permisos de investigación Bezana y Bigüenzo*.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, A. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review* .
- Mielke, E., Díaz, L., & Narayanamurti, V. (2010). *Water consumption of energy resource extraction, processing and conversion*. Cambridge: Harvard.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (n.d.). Retrieved Julio 2015, from <http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx>
- MIT. (2010). The Future of Natural Gas.
- Moro Morán, F. J. (2014). Economía de la exploración y producción del gas no convencional. Madrid: Repsol.
- Muhlenkamp & Company. (2013). The Financial Aspects of Marcellus Shale Drilling for the Landowner.
- Portero, J. G. (2012). Hidrocarburos no convencionales. *Tierra y tecnología* .
- PostCarbon Institute. (2014). Drilling Deeper. In J. D. Hughes, *Shale gas*.
- Rahuma, K. M., Mohamed, H., Hissein, N., & Giluma, S. (2013). Prediction of reservoir performance applying decline curve analysis. *International Journal of Chemical Engineering and Applications* .
- Shale Gas España. (n.d.). *Shale Gas España*. Retrieved Junio 2015, from <http://www.shalegasespana.es/es/>
- Tsuyoshi, I., Kazuhei, A., Tomoya, N., Youquing, C., & Sumihiko, M. (2012). Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO₂. *Geophysical Research letters* .
- Weijermars, R. (2013). Economic appraisal of shale gas in Continental Europe. *Elsevier* .

Anexo

1. Otras regresiones

1.1 Regresiones con alta correlación

A continuación se presentan algunas de las regresiones realizadas que han resultado en un coeficiente de determinación muy bueno pero que, debido a que no se ha podido contrastar el resultado con fuentes externas, se ha decidido no utilizar para la estimación de los escenarios. En muchos casos se debe a que la muestra es lo suficientemente baja como para que la correlación se trate más de una casualidad que una causalidad.

1.1.1 Coeficiente de Arps -b- vs Grosor

Se ha encontrado una correlación fuerte entre el grosor de la formación y el coeficiente de Arps. Aunque pueda parecer lógico deducir que una formación con mayor espesor pueda tener un declive más paulatino -que equivale a una b superior- no se ha encontrado literatura que defienda esta hipótesis. En cambio, la b sí que depende directamente de la permeabilidad, siendo $b > 1$ en formaciones de muy baja permeabilidad y $b < 1$ en formaciones más permeables (Gutiérrez 2013). Además, se han buscado más datos de otros pozos que no cumplen esta relación lineal/logarítmica -como por ejemplo Montney $b=0,68$ y Vaca muerta $b=1,8$. (Vu P Dihn).

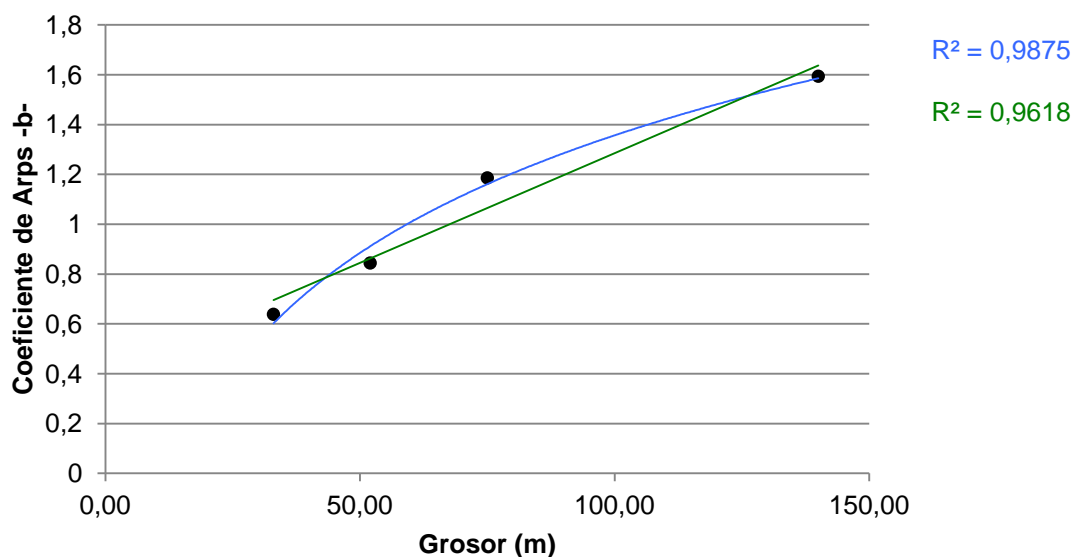


Figura 52. Gráfico de la regresión entre el coeficiente de Arps y el Grosor.

1.1.2 OPEX vs Porosidad

Pese a que la correlación exponencial es muy alta, no existe una relación directa entre el OPEX y la porosidad. El hecho de que resulte un coeficiente de determinación tan cercano a 1 se debe a que la porosidad afecta sobretudo a la producción inicial y al EUR. Entonces, al ser el OPEX constante, sucede el mismo efecto ya comentado en el apartado de hipótesis para la creación de escenarios: cuanto mayor sea el EUR, mayor es el OPEX.

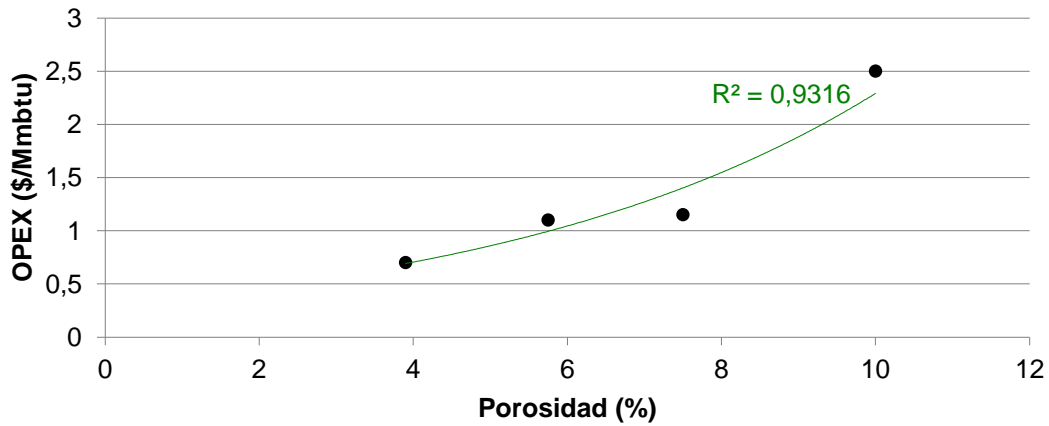


Figura 53. Gráfico de la regresión entre el OPEX y la porosidad

1.2 Regresiones con baja correlación

A continuación se presentan gráficos de propiedades que mantienen cierta correlación, aproximadamente de 0,5. Pese a que la correlación es baja, se trata de relaciones que tienen sentido físico y económico, por lo que aunque no se han usado para la extrapolación de valores, se puede apreciar su influencia en un escenario real.

1.2.1 Porosidad vs Coste del pozo

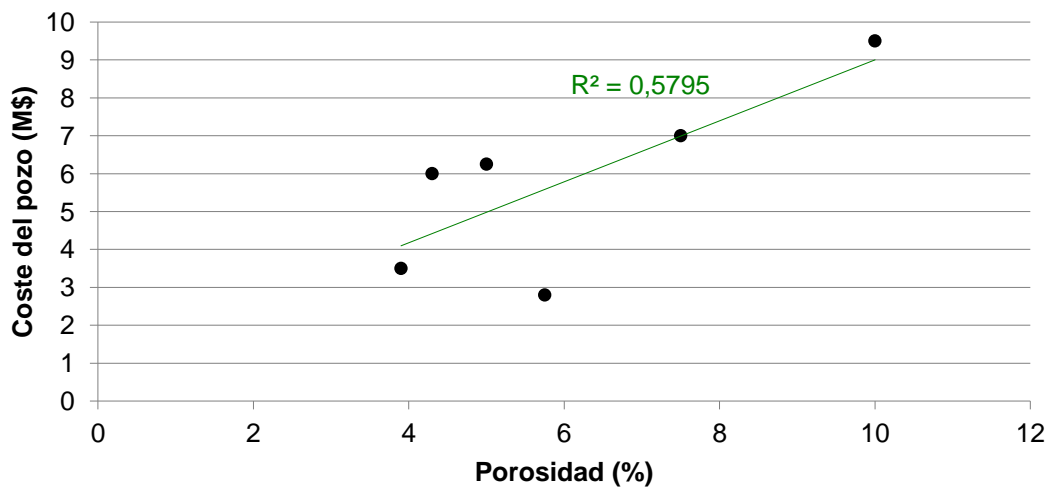


Figura 54. Gráfico de la regresión entre el coste del pozo y la porosidad. Nota: El pozo Horn River se ha excluido del estudio por dar un resultado demasiado disperso.

1.2.2 Porosidad vs Producción Inicial

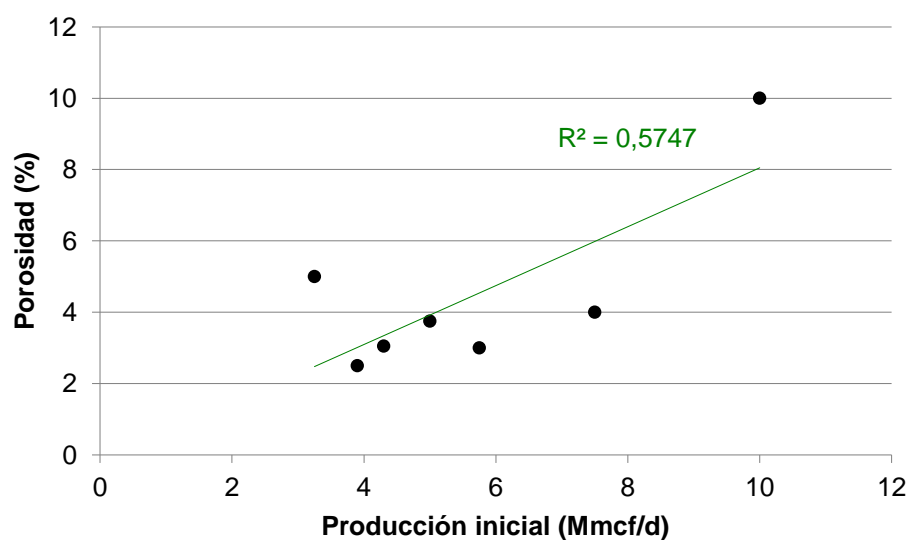


Figura 55. Gráfico de la regresión entre la porosidad y la producción inicial.

1.2.3 Coste del pozo vs Presión

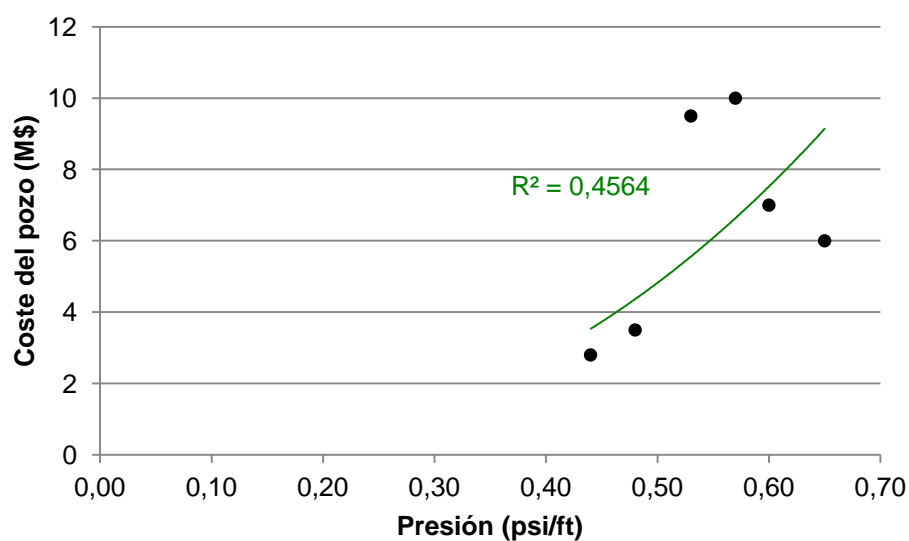


Figura 56. Gráfico de la regresión entre la presión y el coste del pozo.

1.2.4 Coste del pozo vs % Silicatos

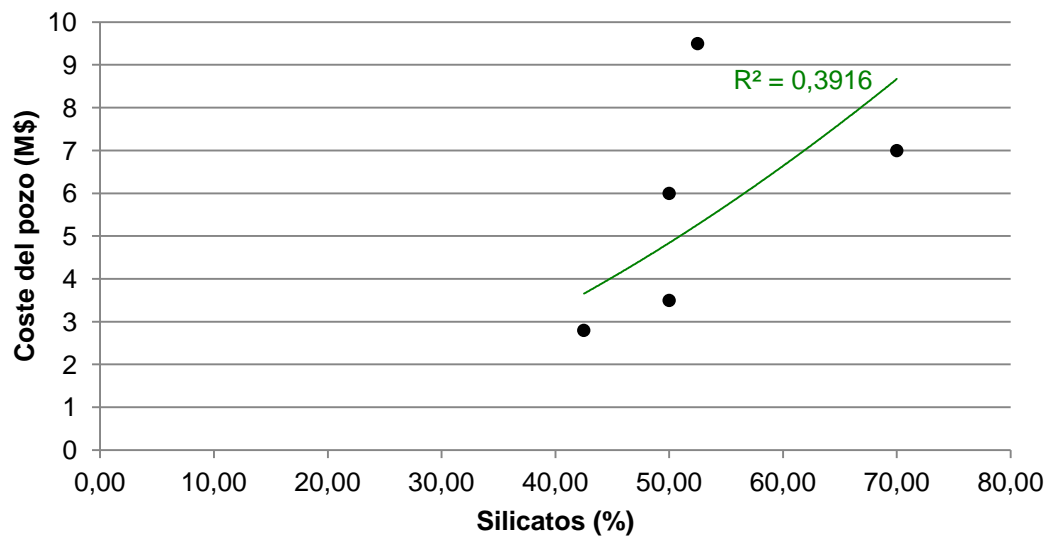


Figura 57. Gráfico de la regresión entre el porcentaje de silicatos y el coste del pozo.

1.3 Regresiones con nula correlación

Finalmente, se adjuntan algunas de los gráficos que se han hecho que no presentan ningún indicio de correlación y, por tanto, se han excluido del estudio.

1.3.1 Producción inicial vs Grosor

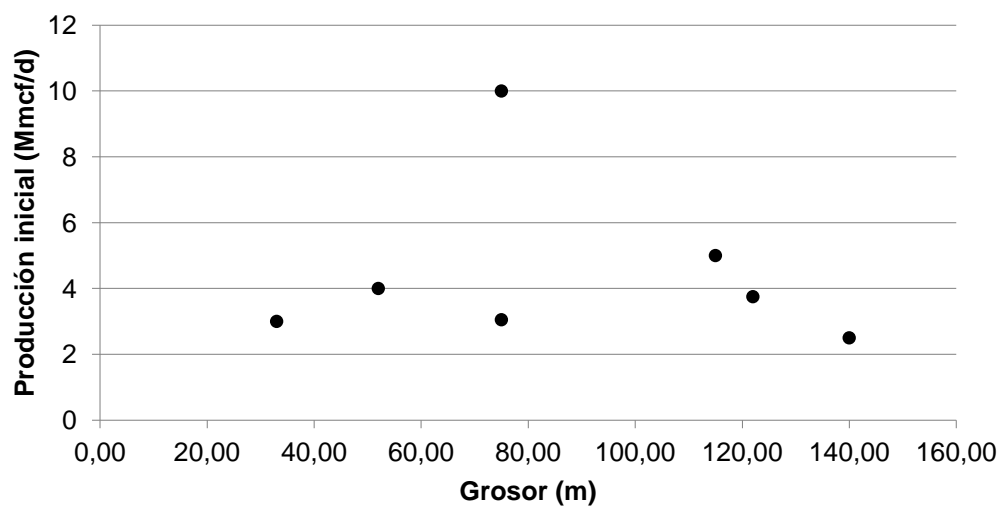


Figura 58. Gráfico de la correlación entre la producción inicial y el grosor.

1.3.2 Producción inicial vs Presión

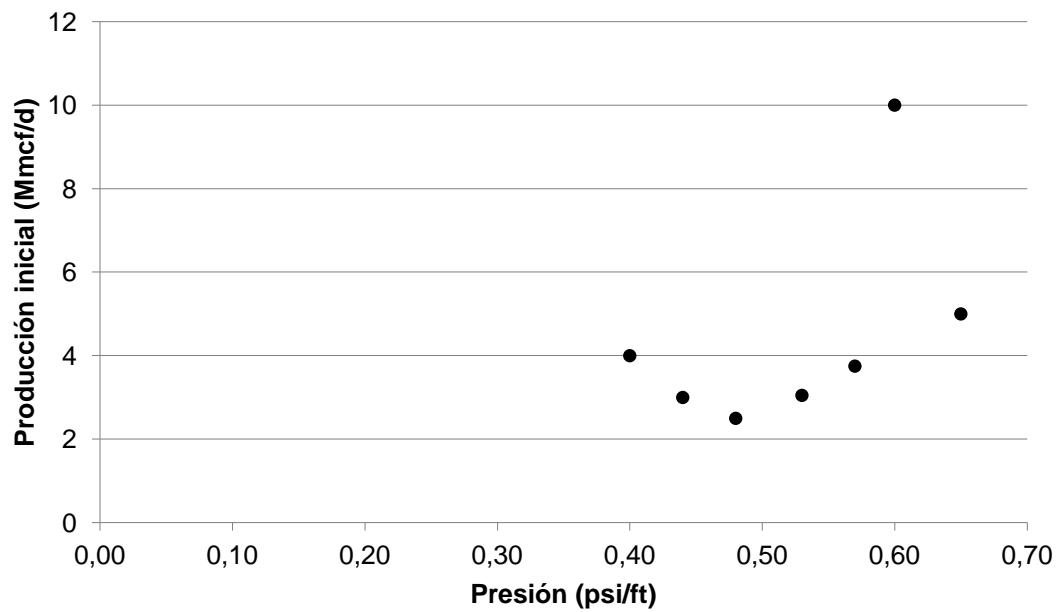


Figura 59. Gráfico de la correlación entre la producción inicial y la presión.

1.3.3 Producción inicial vs Longitud lateral media

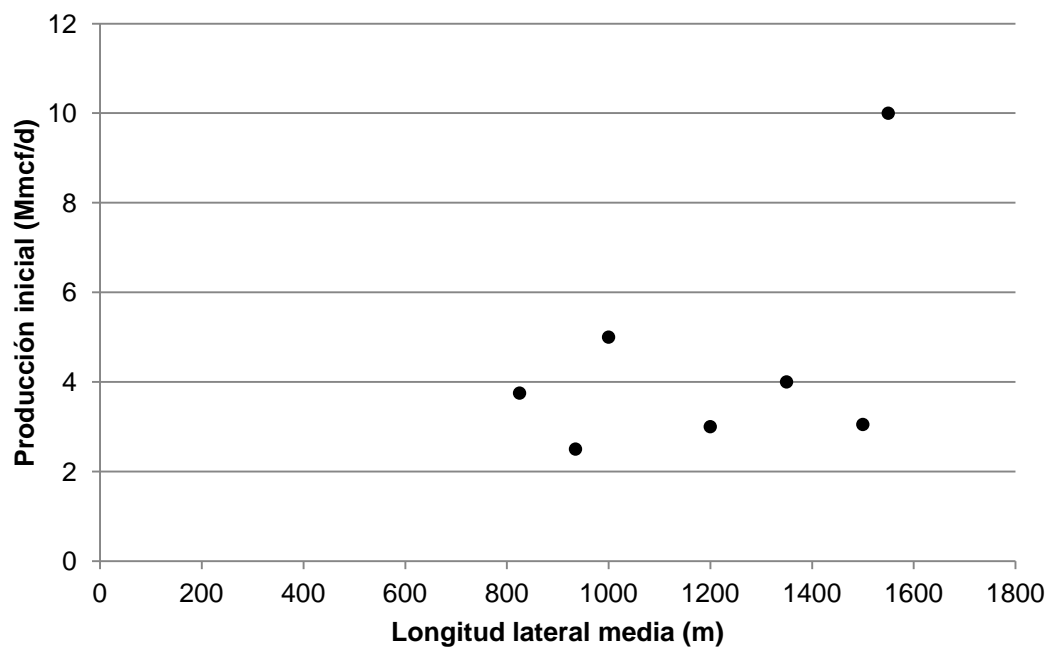


Figura 60. Gráfico de la correlación entre la producción inicial y la longitud lateral media.

2. Características geológicas y económicas de los principales yacimientos en EEUU y Europa

2.1 Pozos americanos

Característica	Barnett	Fayetteville	Woodford	Haynesville	Marcellus	Horn River	Montney
Edad	Misisípico	Misisípico	Misisípico-Devónico	Jurásico	Devónico	Devónico	Triásico
Area (mi ²)	7750	9100	11000	9000	95000	3000	2000
Profundidad (m)	2000-2600	450-2100	1800-2400	3200-4100	1400-2400	2000-3000	1000-3000
Lateral length (m)	870-1000	1000-1400	1000-1700	1000-2100	700-2300	1000	650-1000
Grosor (m)	30-250	6-60	36-67	60-90	30-120	115	122
Silicatos (%)	40-60	25-60	60-80	53	40-60	65	20-60
TOC (%)	3,5-8	4-9,5	2-10	3-5	1-12	0,5-10	2,5-6
GIP (Bcf/mi ²)	35-250	25-80	35-130	150-250	20-150	60-150	55-100
Presión (psi/ft)	0,46-0,5	0,44	0,35-0,44	0,5-0,7	0,45-0,6	0,65	0,44-0,7
Porosidad (%)	3-4,8	2-9,5	6-9	8-12	1,6-7	2-4,5	2-8
Ro (%)	1-2,2	1,5-4	1,1-3	2,2	1-2,5	2,8	0,8-2,5
IP (Mmcf/d)	2-3	2-4	3-5	5-15	1,4-4,7	2-8	2,5-5
EUR/well (Bcf)	1,5-3	1,6-3,5	2-5	3-6,5	4,2-4,4	4-6	2-7
Well cost (M\$)	3,5	2,8	7	9,5	6	10	4,5-8
OPEX (\$/Mmbtu)	0,7	1,1	1,15	2,5	-	-	-
1-Month Declination (%)	11,4%	6,2%	7,8%	22,3%	11,2%	-	-
b	-	1,5933	0,6377	0,8436	1,1852	1,65	-

Tabla 23. Características geológicas y económicas de los principales reservorios de Norteamérica. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Kuhn & Umbach, 2011) (ACIEP/Gessal, 2012) (Weijermars, 2013) (Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013) (Moro Morán, 2014).

2.2 Pozos europeos

Característica	Vasco-cantábrica	Ebro	Austria	Alemania	Polonia	Suecia	Turquía
Edad	Lías-Jurásico	Cretáceo	-	-	-	-	-
Area (mi ²)	6620	16000	350	2900	9200	800	7000
Profundidad (m)	2400-4400	1650-4000	4500-8000	0-2500	2000-4000	100-3500	2500-3500
Lateral length (m)	-	-	-	-	-	-	-
Grosor (m)	45-180	50-100	1500	20-500	30-300	30-100	100-400
Silicatos (%)	-	-	-	-	-	-	-
TOC (%)	2-4	1	1,5-2	2-12	7	2-25	4
GIP (Bcf/mi ²)	50	20	-	32,5	92	48,5	22
Presión (psi/ft)	0,5	-	-	-	-	-	-
Porosidad (%)	-	-	0-7	-	-	-	6
Ro (%)	1,2	1-2	0,7-1,6	0,5-1,5	1,0-4,0	1,4-3,0	0,5-3,0
IP (Mmcf/d)	2,50	1,50	-	-	-	-	-
EUR/well (Bcf)	3,50	2,30	8	4,8	4,8	4,8	2,2
Well cost (M\$)	9,50	8,00	24,5	13	14	15	8,1
OPEX (\$/Mmbtu)	0,70	0,70	1,4	1,8	1,5	2	2,2
1-Month Declination (%)	12%	12,00	-	-	-	-	-
b	1,50	1,65	-	-	-	-	-

Tabla 24. Características geológicas y económicas de los principales reservorios de Norteamérica. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Kuhn & Umbach, 2011) (ACIEP/Gessal, 2012) (Weijermars, 2013) (Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013) (Moro Morán, 2014). Nota: Los valores en azul indica que son estimaciones realizadas en este estudio.

3. Unidades

Con el fin de respetar los datos extraídos de fuentes externas, se ha decidido a lo largo de todo el estudio mantener las unidades originales de cada fuente. A continuación se presentan las unidades mencionadas y se establecen las equivalencias entre ellas.

cm = metros cúbicos

cf = pies cúbicos

Btu = British Thermal Units

MMcf = millones de pies cúbicos

Mmbtu = millones de British Thermal Units

Bcm = billones de metros cúbicos (billones americanos, es decir, miles de millones)

Bcf = billones de pies cúbicos

Tcf = trillones de pies cúbicos

Boe = barril equivalente de petróleo

$1\text{ cm} = 35,31\text{ cf}$

$1\text{ cf} = 1027\text{ Btu}$

$1\text{ boe} = 5,8 \cdot 10^6\text{ Btu}$